

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**PEAJES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN EUROPA**

Autor: Leonardo Frutos Mancha

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, 15 de junio de 2017

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Grado (TFG) se ha realizado con el objetivo de establecer una comparativa de las tarifas de acceso a la red de transporte de electricidad, para grandes consumidores industriales en distintos países de Europa, concretamente Alemania, Francia y España.

Inicialmente, para centrar el TFG, se realiza una introducción al sistema eléctrico español, analizando las actividades que integran el sector eléctrico y revisando el marco regulatorio actual en el que se basa. Seguidamente, se focaliza el estudio en el caso español, analizando en profundidad los peajes de acceso a la red de transporte, mediante la explicación detallada de la estructura de las tarifas, los diferentes tipos y las condiciones de aplicación.

Posteriormente, con la finalidad de entender los diferentes componentes que integran las tarifas de acceso de los tres países citados y sus diferencias, se describe de forma breve el sector eléctrico en Alemania y Francia, para, finalmente, llevar a cabo un análisis más exhaustivo de la formación de las tarifas de acceso.

A continuación, se elabora un análisis comparativo de las diferentes tarifas de acceso, haciendo hincapié en aquellos componentes que resultan dispares en cada país y las razones de esta desigualdad en las tarifas. Esta comparativa se ejemplifica numéricamente mediante la aplicación de diversos casos prácticos para diferentes tipos de consumidor industrial. Se concluye con una propuesta de armonización, cuyo fin es la integración de estos elementos en la formación de una tarifa de acceso homogénea a todos los países europeos.

Por último, se exponen las conclusiones obtenidas durante la realización del proyecto, tanto referidas al ámbito técnico como al personal.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. Objetivos del proyecto	9
1.2. Estructura del proyecto	9
CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO	11
2.1. Evolución histórica del sector eléctrico en España	11
2.2. La ley del Sector Eléctrico 54/1997	11
2.3. La ley del Sector Eléctrico 24/2013. Modificaciones introducidas.....	13
2.4. Actividades del sector eléctrico.....	14
2.4.1. Transporte	14
2.4.1.1. Aspectos técnicos.....	15
2.4.1.2. Retribución de la actividad de transporte.....	16
2.4.1.3. Evolución de la red de transporte	17
2.4.2. Distribución	18
2.4.3. Generación	18
2.4.4. Comercialización	21
CAPÍTULO 3. TARIFA DE ACCESO A REDES. GENERALIDADES.	22
3.1. Clasificación de las tarifas de acceso.....	23
3.2. Marco jurídico	24
3.3. Legislación actual	25
3.3.1. Real Decreto 1164/2001	25
CAPÍTULO 4. TARIFA DE ACCESO. COSTES INCLUIDOS Y ESTRUCTURA.....	27
4.1. Costes incluidos en las tarifas de acceso.....	27
4.2. Estructura de las tarifas de acceso	29
4.2.1. Tarifas generales de alta tensión	30
4.3. Componentes de la facturación de las tarifas de acceso	31
Término de potencia.....	32
4.3.1. Tarifas 6.X.....	32
Término de energía activa	33
Término de energía reactiva.....	34
4.4. Impacto del peaje de acceso a la red de transporte sobre el precio final de la energía	36
CAPÍTULO 5. SECTOR ELÉCTRICO EN ALEMANIA Y FRANCIA.....	41
5.1. Alemania.....	41
5.1.1. Estructura del sector eléctrico	41
5.1.2. Regulación	44

5.1.3.	Mercado de electricidad	44
5.1.4.	Asignación de costes de red	45
5.1.5.	Costes extras	48
5.2.	Francia	50
5.2.1.	Estructura del sector eléctrico	51
5.2.2.	Regulación	52
5.2.3.	Mercado de electricidad	52
5.2.4.	Asignación de costes de red	53
5.2.5.	Costes extras	62
CAPÍTULO 6. PEAJES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE. ÁMBITO EUROPEO		65
6.1.	Hipótesis y metodología	66
6.2.	Características principales de las tarifas de transporte en Europa	66
6.2.1.	Niveles de tensión regulados por el gestor de la red de transporte.....	67
6.2.2.	Costes de la tarifa de acceso	68
6.2.3.	Estructura de la tarifa.....	70
6.2.4.	Imputación de costes	70
6.2.5.	Discriminación horaria	72
6.2.6.	Discriminación geográfica	73
6.3.	Tarifas de transporte unitarias en 2016.....	74
6.4.	Tarifas de transporte unitarias. Costes de gestión de la red.....	75
6.4.1.	Componentes del coste de gestión de la red de transporte.....	75
6.4.2.	Evolución de los componentes del coste de gestión de la red de transporte	76
6.4.3.	Comparación de cargos asociados a pérdidas y servicios del sistema.....	77
6.5.	Tarifas de transporte unitarias. Costes no relacionados con actividades de la red.....	77
6.5.1.	Costes no relacionados con la gestión de la red de transporte	78
6.5.2.	Evolución de costes no relacionados con la gestión de la red de transporte	79
6.5.3.	Cargos regulados no relacionados con actividades de la red	80
	Alemania	80
	Francia.....	81
	España.....	81
6.6.	Análisis de otros conceptos.....	82
	Francia.....	82
	Alemania	83
	España.....	83
6.6.1.	Tasas debidas a primera conexión a la red	84
6.6.2.	Tarifas especiales	84

Francia.....	85
Alemania	85
España.....	86
6.6.3. Tratamiento de consumidores finales vs operadores de la red de distribución.....	86
6.6.4. Complemento por energía reactiva	87
6.6.5. Flujos en la red por aplicación de las tarifas de transporte	89
CAPÍTULO 7. TARIFAS DE ACCESO A LA RED. CASOS PRÁCTICOS	90
7.1. Desarrollo de aplicación informática	90
7.2. Caso práctico 1. Documento ENTSO-E 2016.	90
España.....	91
Alemania	95
Francia.....	96
7.3. Caso práctico 2	97
7.3.1. Casos de estudio. Perfil del consumidor	97
7.3.2. Perfil de consumo plano.....	98
Alemania	99
Francia.....	101
España.....	102
Interpretación de resultados	104
7.3.3. Perfil de consumo modular	106
7.3.4. Comparación perfil de consumo plano y perfil de consumo modular. España	108
CAPÍTULO 8. PROPUESTA DE ARMONIZACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE EN EUROPA.	109
CAPÍTULO 9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL TFG	110
CAPÍTULO 10. PRESUPUESTO DEL TFG.....	112
CAPÍTULO 11. CONCLUSIONES DEL PROYECTO	113
BIBLIOGRAFÍA.....	115
GLOSARIO DE TÉRMINOS	117
ANEXO I	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Mapa de la red de transporte de energía eléctrica en España	16
Figura 2.2 Evolución de la red de transporte de energía eléctrica	17
Figura 2.3. Instalaciones de la red de transporte de electricidad en España. Enero 2017	18
Figura 2.4. Potencia instalada peninsular y generación mensual. Enero 2017.....	20
Figura 4.1. Costes previstos de la tarifa de acceso	28
Figura 4.2. Horarios a aplicar en cada periodo tarifario	31
Figura 4.3. Coeficientes de facturación de excesos de potencia de la tarifa 6.X.....	33
Figura 4.4. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio. Consumidores de AT (peaje 6.4). Junio – Septiembre (2016).....	36
Figura 4.5. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio en 2016. Consumidores de AT (peaje 6.4).	37
Figura 4.6. Potencias contratadas consumidores acogidos al peaje 6.4.....	38
Figura 4.7. Estructura del consumo peninsular por tarifa de acceso.....	38
Figura 4.8. Costes previstos de la tarifa de acceso	39
Figura 4.9. Costes previstos de la tarifa de acceso año 2015.	39
Figura 4.10. Costes previstos de la tarifa de acceso año 2016.	40
Figura 5.1. Mapa de gestores de la red de transporte de electricidad en Alemania.....	42
Figura 5.2. Tarifas de acceso a la red en Alemania	45
Figura 6.1. Imputación de costes de la tarifa de acceso por países. Consumidores.....	71
Figura 6.2. Imputación de costes de la tarifa de acceso por países. Generadores.....	71
Figura 6.3. Tarifas de acceso a la red clasificadas por tiempo de consumo	72
Figura 6.4. Tarifas de acceso a la red con discriminación geográfica.	73
Figura 6.6. Tarifas de acceso a la red desglosadas por componentes 2016	75
Figura 6.7. Evolución tarifas de acceso relacionadas con actividades de la red	76
Figura 6.8. Costes no relacionados con la gestión de las redes. Fuente: ENTSO-E 2016.....	78
Figura 6.9. Evolución costes no relacionados con gestión de las redes.....	79
Figura 7.1. Precio final de la energía para el peaje 6.4.	93
Figura 7.2. Costes de acceso a la red para el peaje 6.4.....	94
Figura 7.3. Costes de acceso a la red para el peaje 6.4.....	94
Figura 7.4. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016. Consumidor 1.	100
Figura 7.5. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016. Consumidor 2.	101
Figura 7.6. Comparativa tarifas de acceso a la red en 2016. Consumidor 1.....	104
Figura 7.7. Comparativa tarifas de acceso a la red en 2016. Consumidor 2.....	105
Figura 7.8. Comparativa tarifas de acceso a la red en 2016	108
Figura 9.1. Diagrama de Gantt TFG	111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Tarifas de acceso a la red existentes en España.....	29
Tabla 4.2. Término de Potencia para 2017 para las tarifas 6.X.....	35
Tabla 4.3. Término de Energía para 2017 para las tarifas 6.X.....	35
Tabla 5.1. Distribución del sector eléctrico en Alemania.....	43
Tabla 5.2. Reducciones en la tarifa de acceso a la red en Alemania.....	46
Tabla 5.3. Tarifas de acceso a la red en Alemania 2016	47
Tabla 5.4. Pagos por medición y facturación en Alemania en 2016	48
Tabla 5.5. Primas a las Energías Renovables en Alemania en 2016].....	49
Tabla 5.6. Estructura de la red en Francia.....	52
Tabla 5.7. Clasificación de tarifas de acceso a la red en Francia.....	54
Tabla 5.8. Componente de gestión 2016	55
Tabla 5.9. Componente de medición 2016	55
Tabla 5.10. Coeficientes sin discriminación temporal 2016.....	56
Tabla 5.11. Coeficientes con discriminación temporal 2016	57
Tabla 5.12. Parámetro alfa para tarifas sin discriminación temporal 2016.....	58
Tabla 5.13. Parámetro alfa con discriminación temporal 2016	58
Tabla 5.14. Componente anual de alimentación complementaria y de reserva 2016	59
Tabla 5.15. Componente de agrupación de puntos de consumo de un mismo cliente.	60
Tabla 5.16. CDPP 2016	61
Tabla 5.17. Componente anual de energía reactiva 2016.	61
Tabla 5.18. Componente anual de energía inyectada 2016.	61
Tabla 6.1. Caracterización tarifas de acceso países analizados	67
Tabla 6.2. Nivel de tensión en los países analizados.....	68
Tabla 6.3. Componentes del peaje de acceso a la red de transporte.....	68
Tabla 6.4. Componentes del peaje de acceso a la red de transporte.....	69
Tabla 6.5. Componentes del peaje de acceso a la red de transporte.....	69
Tabla 6.6. Términos de la tarifa de acceso a la red.....	70
Tabla 6.7. Discriminación horaria de la tarifa de acceso.....	72
Tabla 6.8. Tarifas de acceso a la red en Europa en 2016	74
Tabla 6.9. Costes no relacionados con actividades de la red en España en 2016.	82
Tabla 6.10. Complemento por energía reactiva en las tarifas de acceso a la red	88
Tabla 6.11. Flujos en la red por aplicación de las tarifas de acceso.....	89
Tabla 7.1. Tarifa de acceso a la red de transporte en España en 2016.....	91

Tabla 7.2. Tarifa de acceso a la red de transporte en España en 2016.....	92
Tabla 7.3. Tarifa de transporte unitaria (UTT) en España	92
Tabla 7.4. Cálculo de la tarifa de acceso a la red en España en 2016.	95
Tabla 7.5. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016.	96
Tabla 7.6. Tarifa de acceso a la red en Francia en 2016.....	97
Tabla 7.7. Caracterización de los consumidores. Caso práctico.	98
Tabla 7.8. Caracterización de los consumidores. Perfil de consumo plano	99
Tabla 7.9. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016 sin exención	99
Tabla 7.10. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016 con exención.....	100
Tabla 7.11. Tarifa de acceso a la red en Francia en 2016.....	102
Tabla 7.12. Tarifa de acceso a la red en España en 2016.....	103
Tabla 7.13. Otros cargos relativos a la tarifa de acceso a la red en España.....	103
Tabla 7.14. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Consumidor tipo 1	103
Tabla 7.15. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Consumidor tipo 2	104
Tabla 7.17. Número de horas totales por periodo tarifario.....	106
Tabla 7.18. Factor de simultaneidad. Perfil de consumo modular	106
Tabla 7.19. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Consumo modular	107
Tabla 7.20. Otros cargos relativos a las tarifas de acceso a la red	107
Tabla 7.21. Tarifa de acceso a la red. Consumidor 1 (consumo modular).....	107
Tabla 10.1. Presupuesto del TFG. Recursos humanos	112
Tabla 10.2. Presupuesto total del TFG.	112
Tabla 7.16. Distribución horaria periodos tarifarios peajes 6.x	119

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos del proyecto

Los grandes consumidores industriales engloban un amplio sector de compañías dedicadas a la realización de actividades que requieren un elevado consumo de energía (siderurgia, metalurgia, química, etc.). Como consecuencia, el coste de la energía eléctrica supone del 10 al 50% de sus costes de producción, razón por la que requieren un precio de la electricidad competitivo para actuar en el mercado global, donde venden sus productos. Por ello, resulta clave analizar profundamente cada uno de los componentes de la factura de electricidad que mayor repercusión tienen, en este TFG se analizan en detalle, los peajes de acceso a la red.

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Grado reside en la elaboración de un análisis comparativo de los peajes de acceso a la red de transporte de energía eléctrica para grandes consumidores industriales en varios países europeos. El estudio se centrará en Alemania, Francia y España en el año 2016.

En este estudio comparativo se llevará a cabo un análisis en términos cualitativos de los diferentes componentes que constituyen las tarifas de acceso a la red en cada país, así como la realización de varios casos prácticos para diferentes consumidores industriales a fin de proporcionar una visión práctica de las principales diferencias entre los peajes de acceso a la red en cada país. De esta forma, el objetivo principal del presente trabajo reside en la necesidad de establecer una propuesta de armonización de los peajes de acceso a la red de transporte.

1.2. Estructura del proyecto

En primer lugar, en el capítulo 2, se realiza una introducción al sector eléctrico español, partiendo desde la liberalización hasta la regulación actual, revisando aspectos regulatorios en vigor. Se proporciona, además, una descripción del sistema eléctrico español, analizando cada una de las actividades que la integran, especialmente la actividad de transporte de energía eléctrica. En concreto, se exponen los aspectos técnicos más importantes que caracterizan el transporte de energía eléctrica en España, así como la evolución de la red de transporte.

Seguidamente, en el capítulo 3, se exponen aspectos generales acerca de los peajes de acceso a la red de transporte de electricidad en España. Se revisa la regulación en vigor concerniente a las tarifas de acceso y, a continuación, se describen los principios que rigen las tarifas de acceso a la red y sus ámbitos de aplicación.

En el capítulo 4, se explican detalladamente el escandallo de costes y la estructura de los peajes de acceso a la red de transporte. Se presenta, además, la clasificación de las diferentes tarifas de acceso existentes en España en función del nivel de tensión de la red, centrando el estudio principalmente en la tarifa 6.X (tarifas de alta tensión), y los diferentes periodos tarifarios y calendario eléctrico en nuestro país. Al final del capítulo se realiza un análisis del impacto del peaje de acceso a la red de transporte sobre el precio final de la energía.

A continuación, en el capítulo 5, se elabora una descripción simplificada del funcionamiento y situación actual del sector eléctrico en Alemania y Francia, con el objetivo de establecer una base para ilustrar las tarifas de acceso en cada país. Se muestra la composición de las tarifas de acceso en Alemania y Francia, además de las condiciones técnicas y aplicación de cargos de las tarifas.

Posteriormente, en el capítulo 6, se lleva a cabo un análisis comparativo exponiendo las principales diferencias entre los sectores de cada país y la aplicación de sus tarifas de acceso.

En el capítulo 7, prosigue el estudio comparativo mediante la elaboración de varios casos prácticos, para diferentes tipos de consumidor.

La propuesta de armonización de los peajes de acceso a la red de transporte viene descrita en el siguiente capítulo, exponiendo la necesidad de establecer una tarifa de acceso a la red homogénea en Europa.

Finalmente, se elabora el cronograma de actividades que componen el TFG y la elaboración del presupuesto, así como las conclusiones obtenidas durante el mismo.

CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO

2.1. Evolución histórica del sector eléctrico en España

Hasta 1998, el sector eléctrico español venía caracterizado por la actividad monopolista ejercida por una serie de empresas en las distintas regiones españolas.

En 1987 se creó el Marco Legal Estable (MLE) del Sector Eléctrico, convirtiéndose en el nuevo marco regulatorio. Sus principales objetivos radicaban en la retribución de las actividades eléctricas, el fomento de la eficiencia en el sector a través de la incorporación de incentivos, reducir la incertidumbre respecto a las inversiones en el sector y su gestión, garantizar la recuperación de estas inversiones y mejorar la planificación del sistema eléctrico [6].

En 1985 se crea Red Eléctrica de España (REE), fundada como transportista único (Ley 17/2007 de 4 de julio) y operador del sistema eléctrico español [1]. Desde entonces, lleva a cabo la gestión y desarrollo de la red de transporte, así como la operación del sistema.

En 1996 tiene lugar la aprobación de la Directiva 96/9/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta nueva normativa incorporaba un sistema liberalizado de competencia en el mercado y fijaba el mercado único europeo como marco de referencia. Establecía los principios fundamentales que soportarían la regulación posterior, tales como la liberalización del segmento de generación, derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, gestión independiente de la red de transporte y operación del sistema eléctrico, separación contable de las actividades del sector etc.

La liberalización del sector eléctrico español se materializa con la aprobación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE) [2], a la que se añade la privatización de las empresas eléctricas, que en esa fecha estaban aún en manos del Estado. La LSE ha constituido la base del marco legislativo del sector eléctrico español durante este período, si bien ha sufrido numerosas modificaciones desde su entrada en vigor. La liberalización del sector eléctrico básicamente supuso el desmantelamiento de los monopolios verticalmente integrados existentes al introducir competencia en los segmentos de generación y comercialización. Las actividades de transporte y distribución seguían siendo reguladas, dada su condición de monopolios naturales.

2.2. La ley del Sector Eléctrico 54/1997

Hasta el año 1997, el sistema eléctrico español se basaba en una estructura formada por un sistema totalmente regulado por el Gobierno, que retribuía todos los costes incurridos (generación, transporte y distribución), exceptuando un grupo de empresas eléctricas privadas. La liberalización del mercado fundamentaba su funcionamiento en la teoría de una estructura vertical de actividades para aumentar la competencia.

La Ley 54/1997 entró en vigor el 1 de enero de 1998 y abordaba las Directivas Europeas para la creación de un mercado interior de electricidad. Bajo esta legislación, se implanta la competencia en aquellas actividades que no se consideran monopolio natural (generación y comercialización). El transporte de energía eléctrica y su distribución se conservaban bajo la tutela del Estado.

Esta Ley establece el derecho de acceso de terceros a la red, la fijación de un mercado organizado de energía y la reducción del intervencionismo público en la gestión del sistema.

Entre los principales objetivos de la Ley 54/1997 se pueden citar como fundamentales [2]:

- Garantizar la calidad del suministro eléctrico
- Optimizar el coste del suministro al menor posible
- Protección y respeto al medio ambiente
- Mejorar la eficiencia energética

Dicha legislación se basa en los siguientes principios [2]:

- La separación de actividades caracterizadas por la libre competencia (generación y comercialización) y las actividades reguladas (transporte y distribución).
- La total libertad de elección de compañía suministradora por parte de consumidor.
- La libertad de acceso a las redes de transporte y distribución abonando un coste dedicado a peaje.
- La implantación del Operador del Sistema (REE), encargado de la gestión técnica del sistema eléctrico y del Operador del mercado eléctrico (OMEL), encargado de la gestión económica del mercado eléctrico de la península ibérica (actualmente ejerce como Operador del Mercado Ibérico de Energía, OMIE). De esta forma, fue creado el mercado mayorista de electricidad.

El mercado mayorista de electricidad se rige por la teoría de la oferta y la demanda. El precio viene fijado según las actuaciones de los agentes económicos. La intervención estatal se limita únicamente entonces a la administración de la red de transporte. A aquellas compañías dedicadas a actividades reguladas no les está permitido intervenir en actividades tales como generación y comercialización.

En la actualidad, la normativa que regula el funcionamiento del sector eléctrico viene definida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [3]. Esta legislación introdujo ciertas modificaciones respecto de la mencionada Ley 54/1997.

2.3. La ley del Sector Eléctrico 24/2013. Modificaciones introducidas

La Ley 24/2013 del sector eléctrico de 26 de diciembre sustituyó a la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, cuyo objetivo fundamental era la implantación de un nuevo sistema eléctrico capaz de liberar el mercado e introducir la competencia, en base a los requerimientos de la normativa europea.

El marco regulatorio del sector eléctrico ha sufrido múltiples modificaciones a lo largo de los últimos años debido, principalmente, a algunas dificultades presentadas en el sector, tales como la estabilidad financiera del Sector Eléctrico.

Las modificaciones más relevantes respecto de la legislación anterior se introdujeron en conceptos relacionados con el equilibrio financiero del sistema y la retribución de las actividades del sector. Los cambios más importantes son [4]:

- Establecimiento de una diferenciación entre el concepto de peaje, coste por la explotación de las redes de transporte y distribución, y cargo, referido a otros costes regulados del sistema.
- Limitación de los desajustes por déficit al 2% de los ingresos estimados de cada ejercicio y de la deuda acumulada al 5%, y revisión de los peajes y cargos si se superan estos porcentajes.
- En relación a la actividad de producción y, más concretamente, a los mecanismos de capacidad, se establece que en su caso su objetivo será dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentivar la disponibilidad de potencia gestionable.
- Se crea la figura del cierre temporal de instalaciones de generación, quedando sometida al régimen de autorizaciones.
- El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la participación en el mercado de estas instalaciones, complementando los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y obtener una rentabilidad razonable. Así mismo, se establece el criterio de revisión de los parámetros retributivos cada seis años.
- Las plantas de autoconsumo deben participar en la financiación del mantenimiento de las redes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores.
- Para las actividades con retribución regulada, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español.
- Se establece el denominado precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), antigua Tarifa de Último Recurso (TUR) como precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de menos de una determinada potencia contratada.
- Medidas para adaptar las inversiones de los agentes del Sector Eléctrico a los principios de sostenibilidad económica.

- Se deja de diferenciar entre Régimen Ordinario y Régimen Especial (fuentes de energía renovables). Todas las instalaciones deben vender su energía en el mercado.

2.4. Actividades del sector eléctrico

Hasta la introducción de la nueva legislación, el sector estaba estructurado por varias empresas, caracterizadas por poseer una jerarquía vertical de actividades y operando como monopolios en aquellas zonas geográficas donde se localizaban.

El sector eléctrico experimentó un notable desarrollo durante esta década. Ante la continua necesidad de responder a un consumo cada vez mayor, se antojaba vital un aumento de la capacidad de transmisión de las líneas. Por ello, se incrementó la tensión de transporte, favoreciendo la mejora de la red de transporte, con el objetivo de interconectar todas las zonas geográficas. El mercado mayorista de electricidad y el enorme progreso del sistema hacen posible la competencia entre instalaciones generadoras situadas a mucha distancia.

La explotación de las redes eléctricas (transporte y distribución) se realiza en base a notables economías de escala. Consecuentemente, estas redes funcionan como monopolios naturales, imposibilitando la introducción de la competencia en estas actividades ya que provocaría un descenso de la eficiencia. Esta situación supondría un incremento del coste regulado para el consumidor. La LSE fijó inicialmente la obligación de segregar contable y jurídicamente aquellas actividades administradas (transporte y distribución) de las actividades liberalizadas (generación y comercialización).

Ante la imposibilidad de almacenamiento de la energía eléctrica en grandes cantidades, es necesaria la construcción, mantenimiento y gestión de un complejo sistema eléctrico, integrado por una serie de actividades que posibiliten la generación de electricidad en las instalaciones, transporte de energía eléctrica a alta tensión para minimizar pérdidas, distribución en distintas zonas geográficas hasta los centros de consumo, y comercialización de la energía en el mercado.

2.4.1. Transporte

La actividad de transporte tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo de grandes compañías industriales conectados directamente a la red de transporte, consumidores finales y puntos de unión con la red de distribución. El transporte de energía eléctrica debe realizarse a alta tensión por las líneas destinadas a ello (400 y 220 kV en España, principalmente) debido al objetivo de minimización de pérdidas por Efecto Joule. Cabe recordar que, según la Ley de Ohm, si aumenta la tensión en un conductor, disminuye la corriente que circula por él, y, de este modo, se reducen las pérdidas en el flujo de energía eléctrica.

A nivel nacional, la actividad de transporte de electricidad es concebida como un monopolio natural. Si de un oligopolio se tratara, las empresas participantes entrarían en competencia y una de ellas lograría beneficios mayores y modificaría la política de precios al acceso. Red Eléctrica de España es el titular de la red y como tal, se encarga de la gestión técnica y el mantenimiento de un suministro de energía eléctrica en unas condiciones adecuadas, además de la coordinación entre la generación y el transporte [1].

2.4.1.1. Aspectos técnicos

Para llevar a cabo la gestión técnica necesaria en la red de transporte fue establecida una unidad independiente, el Operador del Sistema, ejerciendo sus funciones independientemente del transportista. REE constituye el organismo dedicado a la gestión técnica del sistema y transportista de la red [1].

La red de transporte en España comprende las líneas, parques, transformadores y otros elementos cuya tensión sea igual o superior a 220 kV, instalaciones de conexión internacional, y en su caso, la interconexión con los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares. Dentro de esta categoría, se establece una distinción entre transporte primario y secundario. El transporte primario está referido a todos los elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 380 kV (incluyendo interconexión internacional y extrapeninsular). La red de transporte secundario abarca los elementos con tensiones iguales o superiores a 220 kV no incluidas en la red de transporte primario y por aquellos elementos con tensión inferior a 220 kV que cumplan funciones de transporte.

La red de transporte se encuentra configurada como una red malla, fiable y segura, con elevados índices de capacidad de servicio y que cumple varios propósitos [3]:

- Garantizar la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.
- Minimizar las pérdidas.
- Transmisión de energía entre distintos nudos interconectados, con posibilidad de flujo de energía en ambos sentidos dependiendo de las circunstancias.
- Mantener en todos los nudos de la red unos valores de frecuencia y tensión dentro de los rangos mínimos exigidos para satisfacer el equilibrio generación – demanda.
- Empleo de medios de producción que garanticen la optimización dependiendo de la demanda exigida en cada momento.

La planificación de la red de transporte obedece a diversos criterios, tanto económicos como técnicos. Las nuevas inversiones realizadas deben basarse en una eficiente operación en el sistema, minimizando las pérdidas y paliando las restricciones y fallos que pudieran suponer un incremento del coste en el sistema.

Los nuevos planes relativos a la red se decretan con vistas a varios años en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas – Desarrollo de las redes de transporte”, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Actualmente se lleva a cabo una nueva planificación hasta 2020 con objeto de adecuar la red de transporte a las nuevas necesidades de la demanda, modificando el programa de las instalaciones.

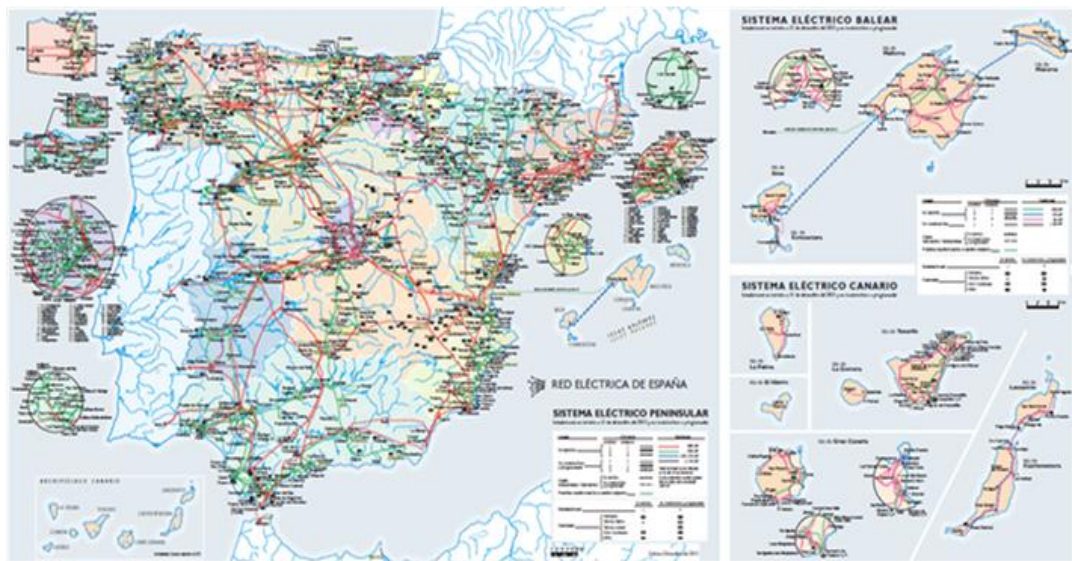


Figura 2.1. Mapa de la red de transporte de energía eléctrica en España. Fuente: REE

2.4.1.2. Retribución de la actividad de transporte

La remuneración de la actividad se determina de acuerdo a costes de inversión, operación y mantenimiento de las redes. Se busca abarcar todos los costes incurridos por realizar la actividad al mismo tiempo que se promueve una gestión eficiente. Cada año comprende la suma de los siguientes términos [4]:

- Un término de remuneración relacionado con el valor actualizado de las inversiones.
- Un término de retribución de costes operativos.
- Un término de incentivo relativo a la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones.

Según lo estipulado en el Real Decreto - Ley 9/2013 y en la Ley 24/2013, se establece una serie de fundamentos para obtener la retribución de la actividad de transporte. Se pueden mencionar como básicos los siguientes puntos del régimen económico [3]:

- El término correspondiente a la remuneración por la inversión hace referencia a los activos en servicio no amortizados.
- El cobro del valor generado por centrales y elementos instalados en el año n se realiza en el año $n+2$.
- La formulación de retribución comprende incentivos correspondientes a la calidad del suministro, minimización de pérdidas etc.
- Se fija la tasa de retribución financiera a 10 años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo riesgo, todo referente a las Obligaciones del Estado.

2.4.1.3. Evolución de la red de transporte

En la siguiente figura se puede apreciar la evolución de la red de transporte en España atendiendo al número de kilómetros de líneas instalados, así como al número de subestaciones. Desde 2006 se aprecia un significativo aumento de la capacidad de la red respecto a ambos aspectos.

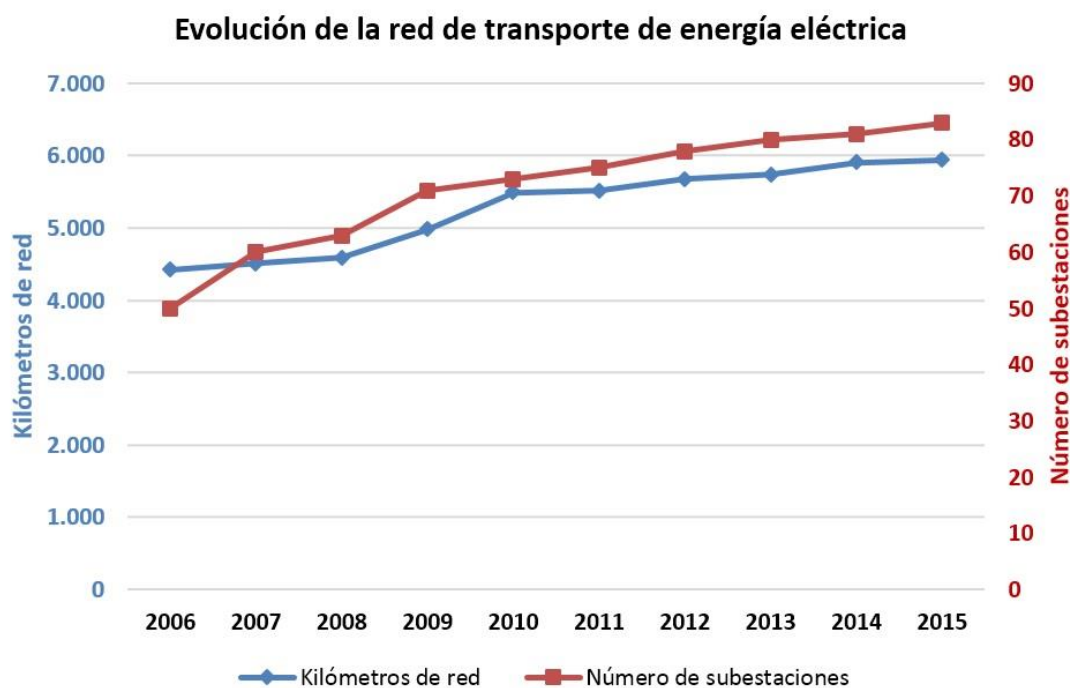


Figura 2.2 Evolución de la red de transporte de energía eléctrica. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía

En la siguiente figura es posible analizar el incremento de la longitud de las líneas de la red de transporte respecto a distintos niveles de tensión. Se observa una mayor evolución en las líneas correspondientes a 400 kV, así como un notable aumento de la potencia aparente transformada. Estos datos muestran la predisposición a la inversión en las redes de transporte de tensión más elevada.

Instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica en España

	400 kV	≤ 220 kV			
	Península	Península	Baleares	Canarias	Total
Total líneas (km)	21.620	19.027	1.800	1.354	43.801
Líneas aéreas (km)	21.503	18.260	1.089	1.080	41.932
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	532	171	244	1.034
Subestaciones (posiciones)	1.458	3.145	571	444	5.618
Transformación (MVA)	79.808	63	3.273	2.000	85.144
Número de unidades	153	1	35	16	205
Reactancias (MVar)	7.250	3.414	363	0	11.027
Número de unidades	50	54	17	0	121
Condensadores (MVar)	200	1.100	0	0	1.300
Número de unidades	2	11	0	0	13

1/ Datos acumulados a 31 de enero de 2017. Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Figura 2.3. Instalaciones de la red de transporte de electricidad en España. Enero 2017.
Fuente: REE.

2.4.2. Distribución

La actividad de distribución tiene como finalidad la transmisión de energía eléctrica desde la red de transporte, u otra red de distribución, hasta las zonas de consumo final u otras redes de distribución, en las adecuadas condiciones de calidad [4].

Esta actividad es realizada por sociedades mercantiles, ya sean pertenecientes a España o a la Unión Europea con establecimiento permanente en España, que tengan como fin la distribución de energía eléctrica. Asimismo, son responsables de la instalación, mantenimiento y operaciones en las redes de distribución.

Instalaciones de distribución se considerarán todas las líneas, parques y elementos de transformación cuya tensión sea inferior a 220 kV, salvo aquellos integrados en la red de transporte.

Según la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [3], la retribución de la actividad de distribución se establece atendiendo a los costes de producción de operar, construir y mantener las redes buscando el menor coste para el sistema eléctrico.

Las empresas distribuidoras ejercen su actividad sobre una zona geográfica concreta. Por ello, actualmente en España existen más de 300 compañías distribuidoras, de las cuales únicamente 5 tienen más de 100.000 clientes conectados.

2.4.3. Generación

La generación comprende todas las actividades encargadas de la transformación de la energía primaria con el fin de obtener energía eléctrica aprovechable. Para ello, hace uso de diferentes tipos de tecnología como pueden ser: eólica, solar, fotovoltaica, centrales térmicas, nucleares, hidráulica, carbón etc.

Un factor importante de las plantas de generación de energía eléctrica viene determinado por los costes incurridos por la central, clasificados como fijos, correspondientes a la inversión inicial, mantenimiento y otros costes adicionales, y variables, destinados a la producción de energía eléctrica.

Existen diversos criterios para clasificar las centrales de generación. Atendiendo a la flexibilidad de la instalación para adaptarse a la variabilidad de la demanda se pueden clasificar:

- Centrales base: Son instalaciones con elevada capacidad que suministran energía eléctrica de manera continua y funcionan de forma constante durante largos periodos de tiempo. Son centrales base las centrales nucleares y térmicas – hidráulicas.
- Centrales de punta. Plantas encargadas de apoyar el suministro de energía eléctrica durante las horas punta, periodos en los que se produce la mayor demanda eléctrica.
- Centrales de reserva: centrales cuya función es cubrir la generación de las centrales de base, parcial o totalmente, en caso de fallo de las mismas.

Otra alternativa de clasificación de tecnologías de generación eléctrica viene dada por la condición de empleo de fuentes de energía consideradas inagotables (energías renovables), y aquellas procedentes de recursos limitados, cuyo tiempo de regeneración es muy grande, y generan una mayor cantidad de emisiones perjudiciales al medio ambiente (energía procedente de combustibles fósiles). Las energías de carácter renovables en la actualidad son la solar fotovoltaica, la solar termoeléctrica, la energía eólica, la biomasa, la tecnología geotérmica, hidráulica, energías marinas etc. Por otra parte, las centrales no renovables están constituidas por las plantas térmicas convencionales, centrales de ciclo combinado y centrales nucleares. Es importante tener en cuenta la necesidad de un mix de generación de energía eléctrica diversificado, es decir, las energías renovables presentan innumerables ventajas respecto a las fuentes de energía convencionales, no obstante, dependen de recursos impredecibles y muy variables, que, sumado a la imposibilidad, de momento, del almacenamiento de energía en grandes cantidades, dificulta su integración. Por ello, es necesario disponer de energías “de reserva”, tales como las centrales de ciclo combinado.

Los diferentes tipos de tecnología operan de acuerdo a horas valle o punta. A través de los costes variables de producción de energía eléctrica, es fijado el precio de la energía en el mercado mayorista, mediante la última oferta aceptada. El uso de una tecnología u otra dependerá de sus costes variables, flexibilidad y variabilidad de la demanda.

En los últimos años, la potencia instalada de centrales renovables fue notablemente mayor a los de otros tipos de tecnología, destacando especialmente en España, la energía eólica.

En la siguiente figura se aprecia la potencia instalada por tecnología en el sistema eléctrico español en enero de 2017, así como la cobertura de la demanda realizada por cada tipo de generación.

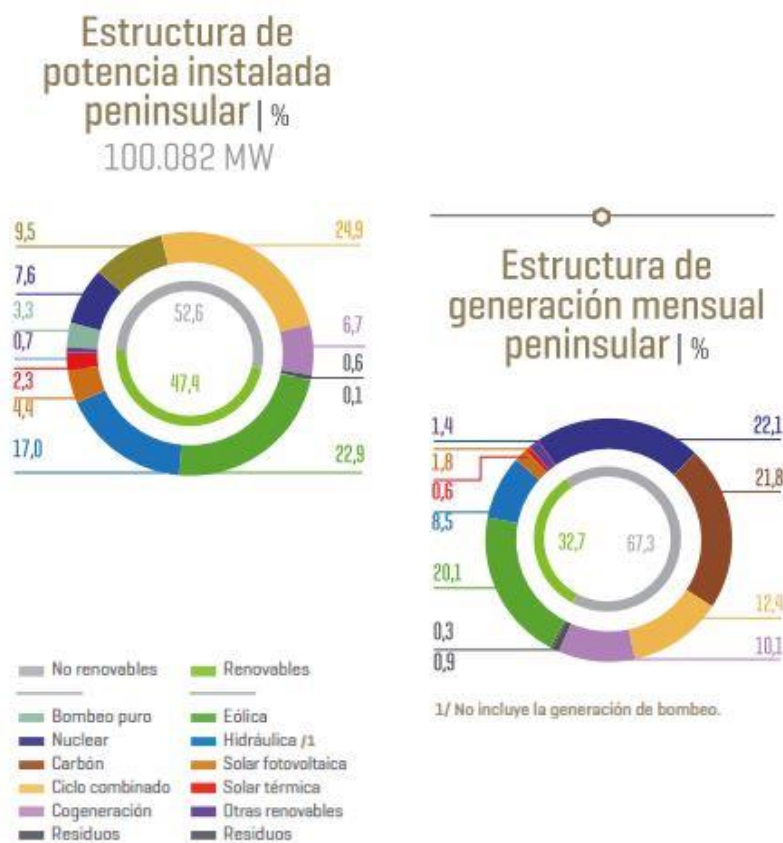


Figura 2.4. Potencia instalada peninsular y generación mensual. Enero 2017. Fuente: REE.

El mercado eléctrico español está basado en un sistema de ofertas de energía realizadas por los generadores y un sistema de demandas llevadas a cabo por los consumidores. Las centrales realizan sus ofertas de energía en el mercado de acuerdo a razones técnicas y de rentabilidad para la compañía. Es decir, dado que las centrales nucleares (centrales base) operan durante dilatados periodos de tiempo, sin detenerse, realizan ofertas bajas en términos económicos en el mercado, para asegurar “entrar” en la casación del día considerado. Estas centrales se encargan de cubrir las horas valle. Por otra parte, las centrales de gas y ciclo combinado obedecen a un sistema más complejo para realizar sus ofertas en el mercado. Generalmente cubren los periodos punta, funcionando durante un menor número de horas al año, lo que implica precios más elevados. La energía hidráulica presenta un coste de operación muy bajo además de una gran flexibilidad, sin embargo, se encuentra limitada a la disponibilidad del recurso natural, el agua.

2.4.4. Comercialización

La actividad de comercialización es un sector liberalizado en el sector eléctrico español. No se desarrolla en materia regulada, sino en actividad de libre competencia en el mercado.

Esta actividad se encuentra integrada por aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que se encargan de obtener energía (accediendo a la red de transporte) y venderla a los consumidores u otros usuarios del sistema. También llevan a cabo operaciones de intercambio de energía centrado en un ámbito internacional según lo estipulado por la ley.

La comercialización engloba todas las actividades relacionadas con la compraventa de energía eléctrica, las cuales se pueden citar: adquisición de energía en el mercado, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro. Para acceder a las redes de transporte y/o distribución, la correspondiente comercializadora debe sufragar la tarifa de acceso.

Para iniciar la actividad se antoja necesario por parte de la compañía la acreditación de viabilidad técnica y económica ante Red Eléctrica de España, Operador del Sistema y Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE).

La comercialización no es una actividad para la cual sea necesario desembolsar elevadas inversiones. Por tanto, se trata de un ámbito que favorece la competencia y el libre mercado.

CAPÍTULO 3. TARIFA DE ACCESO A REDES. GENERALIDADES.

La liberalización del Sector Eléctrico Español propició la introducción de la libre competencia en las actividades de generación y comercialización, y la regulación del transporte y la distribución.

La introducción de la tarifa de acceso supuso uno de los aspectos más importantes de la liberalización debido a su finalidad de generalizar el acceso de terceros a las redes mediante el pago de peajes [2]. De este modo, se hizo posible la liberalización en el uso de redes de transporte y distribución.

La red de transporte está gestionada por Red Eléctrica de España, actuando como monopolio natural, mientras la red de distribución está administrada por diferentes compañías. Sin embargo, el uso de estas redes está condicionado al pago de un peaje establecido reglamentariamente. El pago de peajes de acceso a la red tiene como objetivo cubrir los costes que cada suministro hace incurrir en el sistema.

El artículo 3.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que es competencia de la Administración General del Estado: “Regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los peajes correspondientes al uso de redes de transporte y distribución, así como establecer los criterios para el otorgamiento de garantías por los sujetos que corresponda y fijar, en su caso, el precio voluntario para el pequeño consumidor como precio máximo del suministro de energía eléctrica a los consumidores que reglamentariamente se determinen” [3].

En el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, [8]. El objetivo de este RD reside en la regulación de la estructura de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de la energía eléctrica. En este documento, detallado en apartados posteriores, se aborda la clasificación de las diferentes tarifas de acceso a la red de energía eléctrica en función del nivel de tensión, el calendario eléctrico español, que determina la discriminación horaria y otros conceptos regulados que obedecen a condiciones técnicas.

Estas tarifas suponen un componente adicional del pago total por el suministro de energía eléctrica, que, incluye el coste incurrido por la energía consumida y el precio fijo (peajes, impuestos etc.).

3.1. Clasificación de las tarifas de acceso

Es posible estructurar una clasificación entre los distintos modelos de peajes de acceso a las redes en función del criterio al que se hace referencia [7]:

- Según el número de pagos a realizar. Una transacción puede implicar el uso de diferentes redes de transporte y distribución (nacional, regional y local), dependiendo del nivel de tensión contratado por el consumidor. De este modo, los peajes pueden estructurarse como una forma en cascada (*point tariffs*) o ser elaborados como tarifa punto a punto (*point to point tariffs*). En el primer caso, existe un único peaje que retribuye conjuntamente a todos los niveles de tensión implicados en la transacción. En las tarifas punto a punto, el consumidor debe incurrir en un coste de acceso al propietario de cada red envuelta en el intercambio.

En España, se aplica la tarifa en cascada de acuerdo a lo dispuesto en el RD 1164/2001, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes. De esta forma, el usuario abona un único coste correspondiente al acceso de todas las redes implicadas en la transacción.

- Según el tipo de costes incluidos en el peaje. Se distinguen, de este modo, las tarifas reguladas y no reguladas. Las tarifas no reguladas incorporan costes debidos al transporte de electricidad a través de las redes. Por otra parte, las tarifas reguladas incluyen costes no directamente relacionados con el flujo de energía, como pueden ser los costes de diversificación o costes permanentes, opción aplicada en España. Éstas últimas presentan la ventaja de impedir la elusión del pago por conceptos determinados si se abandona el consumo a tarifa para acudir al mercado, sin embargo, se obtiene menor información sobre el coste que implica el uso de las redes, dificultando la asignación y elevando el nivel de las tarifas, como se comprobará en capítulos posteriores.
- Según el sujeto obligado a pagar. Los peajes pueden aplicarse sobre los generadores, sobre los consumidores, o sobre ambos. Según la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, estos peajes eran únicamente cargados a los consumidores de energía eléctrica. Sin embargo, este punto fue modificado en el Real Decreto 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Este RD establece un peaje de redes también para los productores de energía eléctrica. Su estructura y cuantía se recogen en el RD 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- Según incluyan o no cargos fijos. Los peajes pueden incorporar varios componentes: cargos fijos por el acceso a la red (peaje por punto de acceso) con independencia del consumo que se vaya a realizar; cargos por capacidad, que limitan el uso de la red en función de qué tipo de consumo se va a realizar; finalmente, cargos por energía en función de la electricidad efectivamente aportada o detraída de las redes.

- Según incluyan o no diferenciación horaria. Los peajes varían dependiendo del momento en el que se hace uso de las redes. La discriminación horaria puede establecer variaciones entre distintos periodos de un mismo día, en función del tipo de días, o entre periodos estacionales más extensos que diferencian entre aquellos de elevada carga (invierno) frente a otros inferiores (vacacionales). Una de las dificultades de la aplicación de la diferenciación horaria reside en la necesidad de emplear equipos específicos para su medida.
- Según el momento de determinación del importe. Los peajes de acceso pueden aplicarse a priori o a posteriori. La primera configuración permite al usuario conocer el importe de la tarifa previamente, y como consecuencia, poder estimar el coste total del suministro. En el segundo caso, los costes de acceso a las redes se asignan a posteriori, en función de los efectivamente producidos. En España la modalidad adoptada de costes de acceso a la red es la asignación a priori, como así estipula el RD 1164/2001.
- Discriminación geográfica. Pueden establecerse peajes diferenciados, tanto sobre los puntos de producción como sobre los consumidores, en función de la localización de sus instalaciones. Por una parte, es posible la realización de transacciones con independencia del lugar donde se lleve a cabo, de forma que los cargos sean idénticos, sin aplicar discriminación geográfica. En segundo término, se pueden asignar precios zonales que dividen los costes producidos por el transporte entre todos los usuarios que componen la zona de suministro. Finalmente, se pueden aplicar peajes de acceso teniendo en cuenta precios nodales que se basan en cargos no uniformes, donde el coste viene determinado por la diferencia de precios entre dos nodos.

En España, la aplicación de peajes de acceso a las redes se lleva a cabo sin discriminación geográfica, con un cargo uniforme para todos los usuarios con independencia de la zona de transacción. La diferenciación geográfica tiene como fin incentivar la localización eficiente de los usuarios de la red.

3.2. Marco jurídico

Con el fin último de liberalizar el mercado, el desarrollo de una regulación de costes de acceso a redes de transporte y distribución de electricidad se antojaba necesaria. En este ámbito, se aprobó el Real Decreto 2016/1997 de 27 de diciembre, por el que se aprobó la tarifa eléctrica para el año 1998, incluyendo por primera vez los peajes de acceso a redes, con el fin de permitir el acceso al mercado a aquellos consumidores cualificados a partir del 01/01/1998. Estos peajes presentaban una distribución en cascada [7].

Posteriormente, se aprobó el Real Decreto 2820/1998 de 23 de diciembre, donde se introdujeron modificaciones en los peajes por alta tensión. Se llevó a cabo una segregación de la tarifa de acceso de la tarifa integral, contribuyendo a la discriminación en función de los distintos periodos tarifarios horarios en los que se consume y favoreciendo la reducción de picos de demanda.

De forma complementaria, se dicta el Real Decreto 2821/1998 de 23 de diciembre, por el que se fija la tarifa eléctrica para el año 1999. Referido a las tarifas generales de alta tensión, son divididas en 6 niveles diferentes que, dividen a su vez, las 8760 horas del año en 6 periodos tarifarios, cada uno con un término de potencia y otro de energía [8].

3.3. Legislación actual

La nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico introdujo ciertas modificaciones relativas a los peajes de acceso a las redes.

La regulación actual de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución está contenida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de la energía eléctrica [8].

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece conforme a los peajes de acceso los siguientes puntos reseñables [3]:

- El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dicta las disposiciones necesarias para el establecimiento de precios de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se fijarán conforme con la metodología determinada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, considerando a estos efectos el coste de retribución de estas actividades, así como a cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.
- Los peajes y cargos calculados serán únicos en todo el territorio nacional español y no incluyen impuestos. Se elimina de este modo la discriminación geográfica. Por otra parte, se establece que los peajes de acceso se determinan atendiendo a los niveles de tensión y características de los consumos indicados por horario y potencia.
- El Gobierno elabora la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso que deben abonar: consumidores, teniendo en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia; y los productores, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.

3.3.1. Real Decreto 1164/2001

Como se ha comentado anteriormente, mediante este RD se establecen las tarifas de acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica. Se analizará el contenido más relevante de este documento a modo de introducción de la estructura y regulación vigente de las tarifas de acceso en España.

Ámbito de aplicación

Las tarifas de acceso se aplican a [8]:

- Consumidor cualificado en cada punto de suministro o instalación.
- Comercializador, que ejerza en nombre del consumidor cualificado, en cada punto de suministro o instalación.
- Distribuidor cualificado que venda su energía a clientes a tarifa. Esta condición fue modificada en la Ley 17/2010, por la que se modifica la Ley del Sector Eléctrico 54/1997. Según esta normativa, la compañía distribuidora deja de proporcionar energía a tarifa, por lo que no está incluido en el ámbito de aplicación de las tarifas.
- Autoproductores para abastecer sus propias instalaciones, siempre que empleen las redes de transporte o distribución.
- Agentes externos y otros sujetos por las exportaciones de energía realizadas.

No se aplican las tarifas de acceso a los consumos propios de las compañías eléctricas cuyo fin son las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Tampoco se aplican a los intercambios internacionales de energía eléctrica que se lleven a cabo a través del sistema eléctrico nacional, cuyo origen y destino son países miembros de la Unión Europea.

Principios de la tarifa de acceso

El RD 1164/2001 por el que se establecen las tarifas de acceso a redes consagra cuatro principios fundamentales [8].

En primer lugar, el principio de uniformidad, esto implica tarifas únicas e idénticas para todos los consumidores situados dentro de un mismo nivel de tensión y sin discriminación geográfica. Cabe recordar que en la legislación actual se recoge la aplicación de tarifas de acceso también a generadores. Estos peajes adoptan la distribución en cascada, de forma que un usuario que retira energía desde redes con un nivel de tensión más bajo debe abonar el coste del tránsito por las de mayor tensión.

El segundo principio establece que la recuperación de costes de las redes por parte de las empresas se determina reglamentariamente. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico mantenía el carácter de monopolio natural para las redes de transporte y distribución; por tanto, con este principio, se promulga la retribución de las empresas por el desarrollo de estas actividades mediante regulación pública, evitando que se comporten como monopolios.

El tercer principio dispone la imputación eficiente de los costes. Esto se traduce en el hecho de que aquellos suministros más gravosos para el sistema incurran en un coste mayor de las tarifas.

Por último, se establece que los peajes aprobados en la citada norma tienen la consideración de precios máximos. Este hecho permite, teóricamente, cierta libertad de fijación de precios a las empresas distribuidoras. No obstante, la retribución percibida por las empresas está sometida a un régimen de liquidaciones, es decir, cualquier desviación de la tarifa de acceso de los niveles máximos repercutirá en un descenso de los ingresos de la compañía que los percibe.

CAPÍTULO 4. TARIFA DE ACCESO. COSTES INCLUIDOS Y ESTRUCTURA

4.1. Costes incluidos en las tarifas de acceso

La tarifa de acceso a la red en España viene calculada en función de las actividades reguladas del sistema. Estos costes incluyen, además de conceptos relacionados con la gestión de las redes de transporte y distribución de electricidad, otras partidas no directamente relacionadas con estas actividades.

Según el RD 1164/2001 del 26 de octubre, los costes incluidos en la tarifa de acceso son los siguientes [8]:

- Costes de la red de transporte
- Costes de la red de distribución
- Costes de gestión comercial reconocidos a distribuidores por el suministro de energía eléctrica a consumidores cualificados que adquieren energía a tarifa.
- Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:
 - Moratoria nuclear
 - Stock básico del uranio
 - Segunda parte del ciclo de combustible nuclear
 - Compensación a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.
 - Sobrecoste del régimen especial
- Costes permanentes:
 - Compensación de extrapeninsulares
 - Operador del sistema
 - Operador del mercado
 - Comisión Nacional de Energía
 - Costes de transición a la competencia
- Las tarifas de acceso incluyen los pagos o ingresos derivados de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, resultantes del mecanismo de gestión de restricciones, de acuerdo a la legislación vigente.

En [8] se recogen estos componentes. No obstante, a lo largo de los años, se ha modificado la estructura de costes incluidos en las tarifas de acceso, bien suprimiéndolos o añadiendo otros nuevos.

Actualmente, la configuración de costes de acceso a redes presenta la siguiente disposición, recogida en el Boletín de indicadores eléctricos para enero de 2017 publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) [12]. Las primas al régimen especial se expresan con la nomenclatura “retribución RECORE”, referida a la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos. La retribución adicional para los territorios no peninsulares (TNP) equivale a la compensación extrapeninsular mencionada anteriormente.

	Miles de €		Año 2016 vs Año 2015	
	Año 2015 (1)	Año 2016 (2)	Miles de €	Tasa de variación
Costes de Transporte	1.712.124	1.764.429	52.305	3,1%
<i>Retrribución al transporte</i>	<i>1.690.555</i>	<i>1.742.980</i>	<i>52.425</i>	<i>3,1%</i>
<i>Incentivo disponibilidad</i>	<i>21.569</i>	<i>21.449</i>	<i>-120</i>	<i>-0,6%</i>
Costes de Distribución	4.984.764	5.023.799	39.035	0,8%
<i>Retrribución a la distribución</i>	<i>4.602.464</i>	<i>4.605.559</i>	<i>3.095</i>	<i>0,1%</i>
<i>Distribuidores D.T. 11ª</i>	<i>329.340</i>	<i>329.689</i>	<i>349</i>	<i>0,1%</i>
<i>Calidad de servicio</i>	<i>89.048</i>	<i>88.551</i>	<i>-497</i>	<i>-0,6%</i>
<i>Incentivo o penalización de reducción de pérdidas</i>	<i>-36.088</i>		<i>36.088</i>	
Costes de Gestión Comercial	56.700	56.700		
Sistema de interrumpibilidad de los sistemas no peninsulares		8.300	8.300	
Diversificación y Seguridad del Abastecimiento	35.898	140	-35.758	-99,6%
<i>Moratoria Nuclear</i>	<i>35.760</i>		<i>-35.760</i>	
<i>2ª parte del ciclo de combustible nuclear</i>	<i>138</i>	<i>140</i>	<i>2</i>	<i>1,6%</i>
Retribución Específica RECORE	7.100.000	6.726.000	-374.000	-5,3%
Costes Permanentes	907.831	761.598	-146.233	-16,1%
<i>Retrribución específica Sistemas No Peninsulares</i>	<i>887.170</i>	<i>740.632</i>	<i>-146.538</i>	<i>-16,5%</i>
<i>Tasa CNMC</i>	<i>20.661</i>	<i>20.966</i>	<i>305</i>	<i>1,5%</i>
Anualidades déficit de años anteriores	2.927.649	2.871.904	-55.745	-1,9%
<i>Titulizados antes RDL 6/2010</i>	<i>379.529</i>	<i>378.106</i>	<i>-1.423</i>	<i>-0,4%</i>
<i>Fondo de titulación</i>	<i>2.270.360</i>	<i>2.216.037</i>	<i>-54.323</i>	<i>-2,4%</i>
<i>Déficit pendiente de titular</i>	<i>277.761</i>	<i>277.761</i>		

Figura 4.1. Costes previstos de la tarifa de acceso. Fuente: [12].

De este modo, estableciendo una armonización en la estructura de costes entre ambas disposiciones podemos dividir los costes de acceso del siguiente modo:

- Costes de la red de transporte
- Costes de la red de distribución
- Costes de gestión comercial
- Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento
 - Moratoria Nuclear
 - Segunda parte del ciclo de combustible nuclear
- Servicio de interrumpibilidad de los sistemas no peninsulares (SNP)
- Retribución específica RECORE (primas al Régimen Especial)

- Costes permanentes
 - Tasa CNMC
 - Retribución específica sistemas no peninsulares
- Anualidades déficit de años anteriores

4.2. Estructura de las tarifas de acceso

En este capítulo se analiza la configuración actual de las distintas tarifas de acceso, fijado en [8], por el que se establecen los peajes de acceso a la red eléctrica.

Las tarifas de acceso vendrán diferenciadas en función del nivel de tensión: tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión. Están constituidas por un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de energía reactiva.

Dentro de cada nivel de tensión, se realiza una distinción de las tarifas dependiendo de la potencia contratada por el consumidor.

Tipo de tarifa	Designación	Nivel de tensión	Potencia contratada	Número de periodos horarios
Tarifas de baja tensión	Tarifa 2.0 A	$U \leq 1 \text{ kV}$	$\leq 15 \text{ kW}$	1 o 2
	Tarifa 3.0 A	$U \leq 1 \text{ kV}$	$> 15 \text{ kW}$	3
Tarifas de alta tensión	Tarifa 3.1 A	$1 \text{ kV} \geq U < 36 \text{ kV}$	$\leq 450 \text{ kW}$	3
	Tarifa 6.1	$1 \text{ kV} \geq U < 36 \text{ kV}$	$> 450 \text{ kW}$	6
	Tarifa 6.2	$36 \text{ kV} \geq U < 72,5 \text{ kV}$	-	6
	Tarifa 6.3	$72,5 \geq U < 145 \text{ kV}$	-	6
	Tarifa 6.4	$U \geq 145 \text{ kV}$	-	6
	Tarifa 6.5	Conexiones internacionales	-	6

Tabla 4.1. Tarifas de acceso a la red existentes en España. Fuente: Elaboración propia.

4.2.1. Tarifas generales de alta tensión

Las tarifas generales de alta tensión (tarifas 6.X) serán de aplicación a cualquier suministro en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450 kW, y a cualquier suministro en tensiones superiores a 36 kV, exceptuando la tarifa 6.5, correspondiente a las conexiones internacionales, que se aplicará a las exportaciones de energía. A estas tarifas le son de aplicación la facturación por energía reactiva. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario anterior (P_n) [8].

Estas tarifas son de aplicación en función del tipo de día, periodo tarifario y horario concreto, conceptos explicados a continuación [8]:

- **Tipos de días.** El calendario eléctrico se divide en los siguientes días para la aplicación de este tipo de tarifas:
 - Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
 - Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
 - Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extra peninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.
 - Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extra peninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas alta, baja y media vienen definidas:

- Para la Península:
 - Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.
 - Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.
 - Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.
- Para Baleares, Ceuta y Melilla:
 - Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.
 - Temporada media: enero, febrero, octubre y diciembre.
 - Temporada baja: marzo, abril, mayo y noviembre.
- Para las islas Canarias:
 - Temporada alta: diciembre, enero, febrero y marzo.
 - Temporada media: abril, septiembre, octubre y noviembre.
 - Temporada baja: mayo, junio, julio y agosto.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

- **Periodos tarifarios.** La estructura de los seis periodos tarifarios es la siguiente:
- Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.
 - Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.
 - Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.
 - Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.
 - Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.
 - Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes: 8 horas de los días tipo A, 8 horas de los días tipo B, 8 horas de los días tipo C y 24 horas de los días tipo D. Las horas de este período, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.
- **Horarios a aplicar en cada periodo**

La figura 4.2 muestra la configuración de los periodos tarifarios, definidos en función de los tipos de días.

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h. De 13 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Figura 4.2. Horarios a aplicar en cada periodo tarifario. Fuente: [8].

4.3. Componentes de la facturación de las tarifas de acceso

Una vez desglosada la estructura de las tarifas de acceso y los periodos tarifarios, conviene introducir los componentes de facturación, definidos en función del periodo en el que se realice el consumo de energía eléctrica.

Según recoge el RD 1164/2001 de 26 de octubre, la tarifa de acceso consta de una fórmula compuesta por un término de potencia, un término de energía activa y, en su caso, término de energía reactiva.

Término de potencia

Se contratará una potencia aplicable durante todo el año para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas. La potencia contratada en un periodo tarifario, (P_{n+1}) debe ser mayor o igual a la potencia contratada en el periodo tarifario anterior (P_n).

El término de facturación de potencia se define como el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada periodo tarifario por el término de potencia correspondiente, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FP = \sum_{i=1}^n t_{pi} P_{fi} \quad (1)$$

Donde:

- P_{fi} : potencia a facturar en el periodo tarifario i , expresada en kW.
- t_{pi} : precio del término de potencia del periodo tarifario i , cuyo valor está expresado en €/kW y año.

La determinación de la potencia a facturar se realiza dependiendo de las potencias contratadas en cada periodo por el consumidor y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el período de facturación considerado, de acuerdo con el control y medición de la potencia demandada con los adecuados dispositivos de medida.

4.3.1. Tarifas 6.X

Para las tarifas generales de alta tensión, la potencia a facturar en cada periodo tarifario corresponde con la potencia contratada.

No obstante, si la demanda excede la potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios, se aplica la facturación correspondiente a cada uno de los excesos registrados en cada periodo, recogidos en la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \cdot 234 \cdot A_{ei} \quad (2)$$

Donde:

- K_i = coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del período tarifario i :

Período ...	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Figura 4.3. Coeficientes de facturación de excesos de potencia de la tarifa 6.X. Fuente: [8].

A_{ei} se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (P_{dj} - P_{ci})^2} \quad (3)$$

Donde:

- P_{dj} : potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado P_{ci} .
- P_{ci} : potencia contratada en el período i en el período considerado.

Estas potencias vienen definidas en unidades de kW y los recargos se facturan mensualmente.

Término de energía activa

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida en cada período tarifario por el término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{i=1}^n E_i te_i \quad (4)$$

Donde:

- E_i : energía consumida en el período tarifario i , expresada en kWh.
- te_i : precio del término de energía del período tarifario i .

El término de facturación de energía activa se facturará de forma mensual, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario i .

Término de energía reactiva

El término de facturación por energía reactiva es aplicable a cualquier tarifa, exceptuando el caso de la tarifa simple de baja tensión (tarifa 2.0A). Para ello, se requiere la instalación permanente del contador de energía reactiva.

Esta componente se asignará sobre todos los periodos tarifarios, salvo determinadas excepciones. En el periodo 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el periodo 6 para las tarifas 6.X, si el consumo de energía reactiva sobrepasa un tercio en porcentaje del consumo de activa en el periodo de facturación considerado, esto es $\cos \varphi < 0,95$. Únicamente afecta a dichos excesos.

El precio de kVArh de exceso se establece en céntimos de euro/kVArh.

Las condiciones particulares que se fijan para la facturación de este término se resumen a continuación:

- **Corrección obligatoria del factor de potencia.** Si un usuario consume una cantidad de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones, la compañía distribuidora que tiene contratada deberá comunicarlo al organismo competente de la Comunidad Autónoma, quien podrá establecer al consumidor un plazo para la mejora de su factor de potencia y, en caso de que no se cumpla el plazo fijado, podrá llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes en tanto no se mejore la instalación en la medida precisa. No se comentan las condiciones oportunas y obligaciones correspondientes a este efecto para tarifas simples, por centrar el estudio en la aplicación de tarifas de alta tensión.
- **Corrección de los efectos capacitivos.** En el caso en que una instalación genere efectos capacitivos que originen perturbaciones apreciables en la red de distribución o transporte, cualquier usuario afectado por dichas alteraciones podrá comunicarlo al organismo competente. Éste establecerá un plazo para la corrección de la anomalía, que, en caso de no cumplirse, obligará a tomar medidas, siendo posible la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes del distribuidor.
- **Gestión de los equipos de corrección de energía reactiva.** Las compañías distribuidoras y sus clientes pueden llegar a ciertos acuerdos conforme a la desconexión total o parcial de sus equipos destinados a la corrección de energía reactiva y el contador que la mide durante las horas valle, y la fijación del término por energía reactiva a aplicar en estos casos.

Los precios de los términos de potencia activa y energía activa para los peajes de acceso a las redes de alta tensión (tarifas 6.X) vienen recogidos en diferente normativa:

- **Peaje 6.1A** en la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, [16].
- **Peaje 6.1B** en la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, [17].
- **Resto de categorías de peajes** en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, [18].

Así, los precios de los términos de potencia y energía para las tarifas 6.X queda sintetizado en las siguientes tablas:

Término de potencia (€/kW y año)						
Peaje	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Tabla 4.2. Término de Potencia para 2017 para las tarifas 6.X. Fuente: [15].

Término de energía (€/kWh)						
Peaje	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Tabla 4.3. Término de Energía para 2017 para las tarifas 6.X. Fuente: [15].

4.4. Impacto del peaje de acceso a la red de transporte sobre el precio final de la energía

Expuesta la estructura y el escandallo de costes que forman parte de las tarifas de acceso, se procede a realizar un estudio acerca del impacto de éstos peajes en el precio final de la energía eléctrica. Para ello, se recurre al boletín de indicadores eléctricos y económicos publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en enero y abril de 2017.

Dado que el presente proyecto centra su análisis en las tarifas de acceso a la red de transporte (alta tensión), se presentarán gráficas y datos correspondientes al peaje 6.4 (nivel de tensión superior a 145 kV).

En primer lugar, la tabla 4.4. muestra la facturación estimada por el consumo de electricidad para un consumidor acogido a la tarifa 6.4 ($AT \geq 145 \text{ kV}$) desde junio de 2016 hasta septiembre del mismo año. Seguidamente, la tabla 4.5 expone el importe medio de la tarifa de acceso (c€/KWh) a lo largo del año 2016 y su variación respecto a años anteriores.

Componente	c€/kWh			
	jun.-16	jul.-16	ago.-16	sep.-16
Tarifa de acceso	0,96	1,12	0,74	0,82
Pagos por capacidad	0,14	0,21		0,08
Coste de la energía	4,42	4,52	4,63	4,88
Mercado Diario	3,94	4,12	4,19	4,41
SS.CC	0,28	0,22	0,25	0,27
S. Interrumpibilidad	0,21	0,19	0,20	0,20
Cuota OS	0,011	0,011	0,011	0,011
Cuota OMIE	0,003	0,003	0,003	0,003
Total	5,55	5,86	5,39	5,79

Figura 4.4. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio. Consumidores de AT (peaje 6.4). Junio – Septiembre (2016). Fuente: [12].

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2013	2014	2015	Últimos 12 meses. Ene 2016 - dic 2016	2013 s/ 2012	2014 s/ 2013	2015 s/ 2014	Últimos 12 meses. Ene 2016 - dic 2016 s/ 2015
Tarifa de acceso	0,85	0,90	0,89	0,89	3%	5%	-1%	0%
Pagos por capacidad	0,19	0,23	0,20	0,11	-1%	20%	-13%	-47%
Coste de la energía	4,91	4,84	5,74	4,54	-5%	-1%	19%	-21%
Mercado Diario	4,32	4,24	5,07	4,00	-8%	-2%	20%	-21%
SS.CC	0,59	0,60	0,47	0,34	25%	2%	-22%	-28%
S. Interrumpibilidad			0,19	0,20				3%
Cuota OS	0,007	0,011	0,011	0,011	88%	50%	3%	0%
Cuota OMIE	0,002	0,003	0,003	0,003	0%	1%	0%	0%
Total	5,97	5,99	6,84	5,55	-4%	0%	14%	-19%

Figura 4.5. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio en 2016. Consumidores de AT (peaje 6.4). Fuente: [13].

De las figuras se extraen las conclusiones explicadas a continuación.

Para un consumidor con una tarifa de acceso 6.4 contratada en el periodo indicado, el precio estimado final de la energía eléctrica asociada a los peajes de acceso varía entre un 17% (junio) y un 19% (julio) aproximadamente. Teniendo en cuenta los datos relativos a todo el año 2016 (figura 4.5), la tarifa de acceso supone un 16% del importe total del precio de la energía. Por otra parte, en la figura 4.5, se observa una tasa de variación de la tarifa de acceso a la red en el periodo comprendido de enero a diciembre de 2016 del 0%. Se deduce que, para este nivel de tensión, el peaje no supone una elevada proporción del precio final de la electricidad, no como ocurre para niveles de tensión inferiores, donde el coste debido a tarifas de acceso se incrementa. Además, el importe de la tarifa de acceso a la red a este nivel de tensión se caracteriza por sus mínimas variaciones en largos periodos de tiempo. A medida que aumenta el nivel de tensión de la red, el importe de la tarifa de acceso disminuye.

A continuación, se focalizará el estudio sobre el porcentaje del peaje de acceso destinado a cubrir las actividades de la red de transporte y datos relativos a consumidores de este tipo de tarifa.

Se presenta en la figura 4.6 un desglose de las potencias contratadas por los consumidores acogidos a este tipo de tarifa de acceso, durante los últimos meses del año 2016. Se observa, además, la tasa de variación conforme a distintos periodos de la potencia contratada respecto a la potencia contratada promedio.

Periodo	Potencia Contratada promedio durante los 12 meses anteriores a la fecha (MW)				Tasa de variación de la potencia promedio (%)			
	2016	oct.-16	nov.-16	dic.-16	16 s/ 15	s/ mes anterior (dic 16 s/ nov 16)	Acumulado anual (dic 16 s/ dic 15)	Últimos 12 meses (dic 16 s/ dic 15)
1	3.584	3.588	3.588	3.584	-0,7%	-0,1%	-0,7%	-0,7%
2	3.846	3.864	3.857	3.846	-1,9%	-0,3%	-1,9%	-1,9%
3	4.063	4.084	4.076	4.063	-2,1%	-0,3%	-2,1%	-2,1%
4	4.197	4.218	4.210	4.197	-2,1%	-0,3%	-2,1%	-2,1%
5	4.221	4.243	4.235	4.221	-2,1%	-0,3%	-2,1%	-2,1%
6	4.952	4.955	4.956	4.952	0,6%	-0,1%	0,6%	0,6%
Facturada	3.942	3.959	3.952	3.942	-1,7%	-0,3%	-1,7%	-1,7%

Figura 4.6. Potencias contratadas consumidores acogidos al peaje 6.4. Fuente: [13].

Se pueden extraer varias conclusiones de la tabla. Apareciendo los datos de tasa de variación de potencia contratada respecto a potencia promedio, puede afirmarse que la potencia contratada por grandes consumidores se mantiene prácticamente constante, situándose en un valor próximo a los 4000 MW para 2016.

En la figura 4.7 se presenta la distribución de datos correspondientes al precio medio de las tarifas de acceso, expresado en c€/kWh, y la tasa de variación del coste con respecto a periodos anteriores.

Últimos 12 meses. Ene 2016 - dic 2016										
Peaje	c€/kWh					Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior				
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía (1)	Otros (2)	Total	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Otros (2)	Total
BT (< 1 kV)	9,15	0,49	5,42	0,02	15,07	-2%	-44%	-21%	0%	-12%
Pc ≤ 10 kW	10,52	0,51	5,42	0,02	16,47	-1%	-44%	-21%	0%	-10%
2.0 A	11,21	0,55	5,44	0,02	17,21	0%	-44%	-21%	0%	-10%
2.0 DHA	6,50	0,27	5,30	0,02	12,08	6%	-41%	-19%	0%	-8%
2.0 DHS	4,59	0,24	5,30	0,02	10,15	9%	-41%	-18%	0%	-9%
Pc ≤ 15 kW	10,33	0,45	5,36	0,02	16,16	0%	-44%	-21%	0%	-10%
2.1 A	12,21	0,55	5,42	0,02	18,19	0%	-44%	-21%	0%	-9%
2.1 DHA	6,68	0,26	5,26	0,02	12,22	1%	-43%	-20%	0%	-11%
2.1 DHS	7,27	0,27	5,40	0,02	12,95	1%	-41%	-19%	0%	-9%
3.0 A (Pc > 15 kW)	6,26	0,48	5,42	0,02	12,18	-4%	-43%	-21%	1%	-15%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	3,82	0,17	4,88	0,01	8,89	-3%	-47%	-21%	0%	-15%
3.1 A	5,42	0,29	4,89	0,01	10,62	-3%	-44%	-21%	0%	-14%
6.1	3,38	0,14	4,87	0,01	8,42	-3%	-48%	-21%	0%	-16%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1,60	0,12	4,72	0,01	6,46	-2%	-48%	-21%	0%	-18%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	1,31	0,11	4,62	0,01	6,05	1%	-48%	-21%	0%	-18%
AT 4 (≥ 145 kV)	0,89	0,11	4,54	0,01	5,55	0%	-47%	-21%	0%	-19%
Total	5,69	0,31	5,07	0,01	11,08	-2%	-45%	-21%	0%	-13%

Figura 4.7. Estructura del consumo peninsular por tarifa de acceso. Fuente: [13].

La tabla pone de manifiesto la conclusión comentada anteriormente. La tarifa de acceso para grandes consumidores industriales conectados a la red de transporte (peaje 6.4) apenas sufre ligeras variaciones en distintos periodos, en parte por la estabilidad de la potencia contratada por los consumidores y el número de consumidores conectados en cada periodo, que apenas sufre modificaciones.

La siguiente tabla muestra la evolución del escandallo de costes previstos para cada concepto incluido en la tarifa de acceso para los años 2015 y 2016 [12]. Las gráficas exponen el porcentaje de cada concepto respecto al total de costes previstos en cada año, a partir de los datos presentados.

	2015		2016		16 s/15
	Miles de €	%	Miles de €	%	
Transporte	1.712.124	9,9	1.764.429	10,3	3,1
Distribución (1)	4.984.764	28,8	5.023.799	29,3	0,8
Gestión Comercial	56.700	0,3	56.700	0,3	
Sistema de interrumpibilidad SNP (2)			8.300	0,0	
Diversificación y seguridad del abastecimiento	35.898	0,2	140	0,0	-99,6
Retribución Específica RECORE (3)	6.980.000	40,4	6.726.000	39,2	-3,6
Costes Permanentes (4)	1.098.831	6,4	761.598	4,4	-30,7
Déficit de Años anteriores	2.927.649	16,9	2.871.904	16,8	-1,9
Otros Costes(+)/ingresos(-) liquidables (5)	-514.938	-3,0	-68.055	-0,4	-86,8
Total	17.281.028	100	17.144.815	100	-0,8

Figura 4.8. Costes previstos de la tarifa de acceso. Fuente: [12].

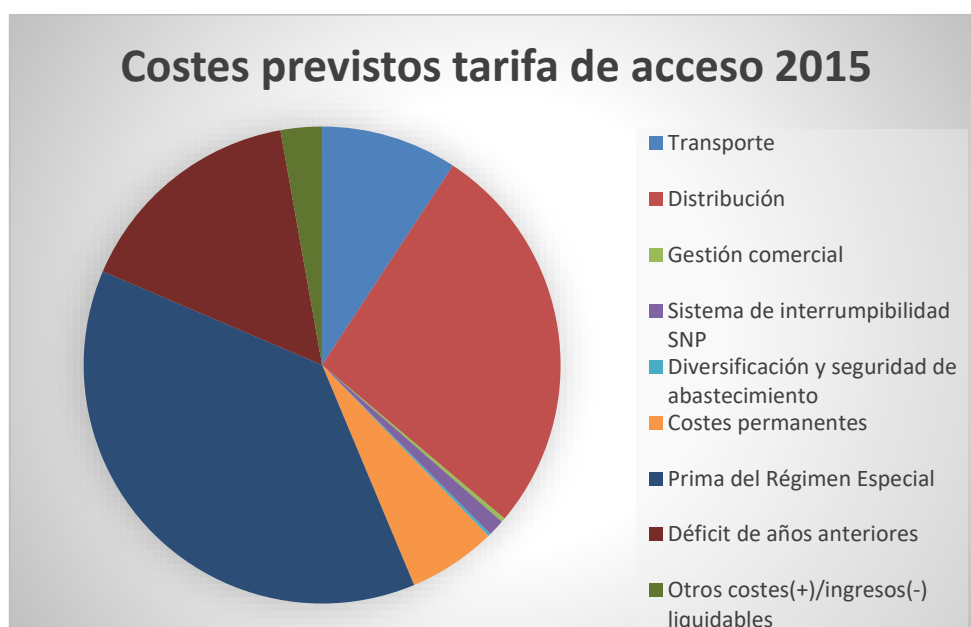


Figura 4.9. Costes previstos de la tarifa de acceso año 2015. Fuente: Elaboración personal.

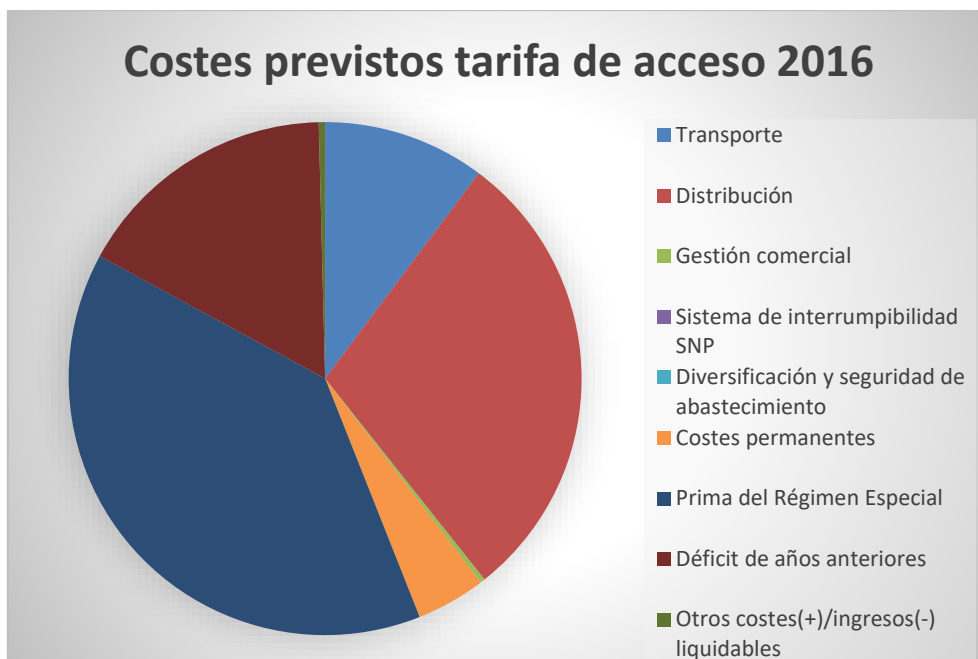


Figura 4.10. Costes previstos de la tarifa de acceso año 2016. Fuente: Elaboración personal.

Las gráficas evidencian la elevada influencia de conceptos como las primas al Régimen Especial (Retribución a la producción de energía eléctrica con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos), la distribución, el transporte y el déficit de años anteriores en el precio final de la tarifa de acceso. Las actividades relacionadas con el transporte suponen aproximadamente un 10% del coste de acceso en nuestro país, apreciándose poca variación entre los costes previstos para 2015 y los de 2016. Se trata de una proporción relativamente baja si se compara con el peso de otros componentes, como el déficit de años anteriores.

CAPÍTULO 5. SECTOR ELÉCTRICO EN ALEMANIA Y FRANCIA

5.1. Alemania

El sistema de potencia alemán es el más grande de Europa y cuenta con la mayor iniciativa y extensión de energías renovables en el continente en términos de capacidad instalada. De hecho, se trata del tercer país con la mayor capacidad de energía renovable instalada en el mundo (exceptuando la tecnología hidroeléctrica). En el año 2014, la energía renovable producida en el país superó el cuarto del total de toda la energía generada.

El sector eléctrico alemán está constituido por cuatro grandes compañías: E.ON, RWE, EnBW y Vattenfall. Estas empresas controlan la mayor parte de las actividades del sector eléctrico: distribución, generación y comercialización minorista. No obstante, la competencia se ha visto incrementada en los últimos años a causa de la apuesta por las energías renovables.

Alemania ha optado por introducir una transición en el sector energético conocida como *Energiewende*. Se trata de un proceso gradual de eliminación de la dependencia energética del carbón y la energía nuclear para 2022. Los objetivos de esta transformación han sido integrados en el Concepto de Energía Alemán, un documento político nacional que expone el planteamiento de estructurar el sector hasta 2050.

5.1.1. Estructura del sector eléctrico

En Alemania existen 4 operadores y transportistas del sistema eléctrico, responsabilizándose de la oferta a nivel nacional y del sector eléctrico en alta tensión. Como resultado, no existe una única red para el nivel más elevado de tensión, sino zonas autónomas, y cada operador se ocupa del correcto funcionamiento de la red en su respectiva zona. Los cuatro gestores de la red tienen la obligación de coordinarse para maximizar los beneficios derivados de las operaciones del sector y la eficiencia entre las distintas áreas. Estos operadores son:

- 50Hertz TransmissionGmbH
- AmprionGmbH
- TransnetBWGmbH
- TenneT TSO GmbH

La siguiente figura ilustra la zona de influencia de cada gestor de la red de transporte en Alemania.



Figura 5.1. Mapa de gestores de la red de transporte de electricidad en Alemania.

Fuente: [21].

Los cuatro gestores de la red en Alemania se han disociado conforme a diferentes modelos. Dos de los operadores de la red y transportistas (TSO), TenneT y 50Hertz son propietarios - disociados. Esto es, la propiedad y el control del sistema de transporte está separado de la distribución, producción y suministro. Los dos TSOs restantes, Amprion y Transnet BW, se han disociado conforme al modelo ITO (Operador del Sistema Independiente), bajo el cual permanecen los gestores de la red de transporte dentro de la compañía integrada y los activos de transporte se mantienen en su balance. Se imponen condiciones regulatorias adicionales con el fin de garantizar la independencia del ITO respecto a las empresas integradas verticalmente.

La red de transporte incluye los siguientes niveles de alta tensión:

- Muy alta tensión (MAT) (*Höchstspannung*): 380 kV o 220 kV.
- Transformación MAT/AT (*UmspannungHöchst- in Hochspannung*): 380/110 kV o 220 kV/110 kV.

La red de distribución incluye los siguientes niveles de tensión:

- Alta tensión (AT): de 60 kV a 110 kV.
- Media tensión (MT): hasta 60 kV.
- Baja tensión: inferior a 1 kV.

En la siguiente figura se observa la distribución del sector eléctrico, estableciendo una clasificación por actividades, compañías, dominio del mercado, y gestores de cada actividad.

Sector	Compañías líderes	Reparto del mercado	Número total de suministradores
Transporte	Amprion Transnet BW (ENBW) TenneT 50Hertz Transmission	100% repartido	4
Distribución	EnBW E.ON RWE Vattenfall	Las cuatro grandes compañías distribuidoras poseen y operan la mayor parte de la red de distribución	Aproximadamente 890 distribuidores, de los cuales 700 son municipalmente gestionados por Stadtwerke
Generación total	EnBW E.ON RWE Vattenfall	56% de capacidad instalada (2014)	Alrededor de 1000 generadores
Proveedor minorista	EnBW E.ON RWE Vattenfall	45,5% del total de energía extraída (TWh)	Alrededor de 900 suministradores

Tabla 5.1. Distribución del sector eléctrico en Alemania. Fuente: [21].

El sistema de distribución de energía eléctrica en Alemania constituye uno de los más complejos de Europa, con alrededor de 900 distribuidoras al servicio de 20.000 municipios. Esto incluye las cuatro grandes compañías, además de, alrededor de 700 *Stadtwerke* (propietarios de los servicios públicos municipales) y una cantidad de empresas regionales. Los cuatro grandes distribuidores operan la mayor parte de la red a través de contratos con los municipios.

5.1.2. Regulación

Las políticas llevadas a cabo en materia energética en Alemania son implementadas a niveles regionales y federales. Dentro del gobierno, la responsabilidad de estas directrices se divide entre el Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía (BMWi) y el Ministerio Federal del Medioambiente, Conservación Natural, Construcción y Energía Nuclear (BMUB). Desde 2014, el control sobre el sector eléctrico se concentra principalmente en el BMWi, exceptuando la energía nuclear y la protección del clima.

Bundesnetzagentur (BNetzA) es el regulador federal en Alemania. Se trata del organismo responsable de la supervisión del mercado en general y de las redes de transporte en particular. Esta agencia se encuentra bajo la autoridad del ministerio BMWi [27].

5.1.3. Mercado de electricidad

El mercado mayorista de electricidad alemán está estructurado del siguiente modo: un mercado a futuros, un mercado diario y un mercado intradiario. La mayoría de transacciones en Alemania se realizan en el Intercambio de Energía Europeo (EEX) en Leipzig, en EPEX SPOT en París y en el Intercambio de Energía de Austria (EXAA) en Viena.

Respecto a la liquidación del mercado, una nota reseñable sería la elevada concentración de la generación en Alemania, donde las cuatro grandes compañías productoras disponen del 56 % de capacidad instalada aproximadamente y sobre el 59% de la energía total producida en el país.

La economía alemana viene caracterizada por su elevada industrialización. En 2012, una parte sustancial del consumo de electricidad del país fue llevada a cabo por grandes consumidores industriales. Desde 1998, todos los consumidores disfrutan de la opción de escoger suministrador de electricidad.

Resulta esencial para entender la distribución de precios de electricidad en Alemania realizar un estudio de la proporción de la factura cubierta por tasas e impuestos. Los precios de la electricidad (en cent/kWh) han aumentado para consumidores industriales y domésticos los últimos años. La parte recaudada por tasas e impuestos para consumidores industriales en el precio de la factura de la electricidad representa aproximadamente un 60%. La figura 5.2 ilustra las componentes de la factura de la electricidad abonada por un consumidor industrial medio en Alemania.

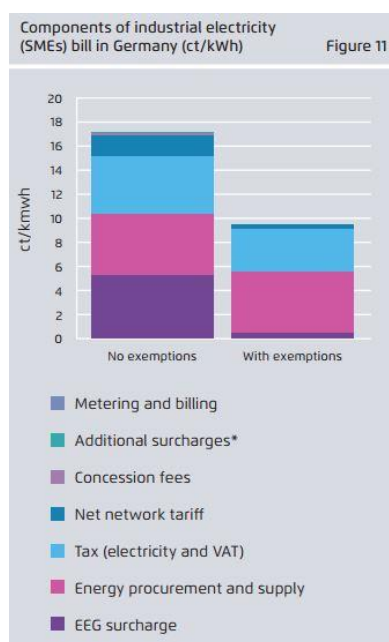


Figura 5.2. Tarifas de acceso a la red en Alemania. Fuente: [21].

Como se puede apreciar en el gráfico, a la izquierda se sitúa la factura completa, incluyendo todas las tasas e impuestos, que cubren aproximadamente el 60% de la factura. A la derecha se encuentra la factura reducida, con nuevos cálculos basados en la asunción de que el consumidor cualificado dispone de exenciones. Las diferencias entre ambos tipos son significativas. Sin exenciones, el consumidor industrial medio reflejado en este ejemplo pagará poco más de 17 cent/kWh en su factura, mientras que, en caso de que se apliquen las exenciones máximas, abonarán algo más de 9,5 cent/kWh. Este hecho supone un 44% de reducción. Las mayores diferencias se observan en el suplemento EEG (suplemento a las energías renovables), concepto que se reduce más de un 90%, desde 6,24 ct/kWh hasta 0,45 ct/kWh. Las tasas caen cerca de un 25% mientras las tarifas de acceso a la red se ven reducidas casi un 80%, una elevada disminución que refleja la elevada influencia de aplicar exenciones en la tarifa a consumidores industriales.

Esta conclusión resulta trascendental para comprender el importe de la tarifa de acceso a la red en Alemania en el caso práctico definido en el capítulo 7. Las exenciones constituyen un elemento clave de las tarifas de acceso a la red en Alemania, proporcionando un amplio margen de cambios al importe en función de las características del consumidor.

5.1.4. Asignación de costes de red

Los peajes de acceso a la red en Alemania incluyen los siguientes conceptos:

- Uso de la infraestructura de la red.
- Servicios de ajuste del sistema: reserva secundaria y terciaria, equilibrio entre generación y demanda etc.
- Pérdidas en la red de transporte.

En Alemania, todos los costes de acceso a la red son asignados a los consumidores. Los generadores únicamente deben abonar el pago en concepto de primera conexión a la red. Los cargos para consumidores industriales se basan principalmente en el nivel de máxima demanda (kW) que coincide con la punta del sistema. Las tasas de red integradas en Alemania, impuestas en la red de transporte, engloban tres elementos principales [23]:

- Cargo por potencia instalada anual: Depende de la capacidad máxima contratada en kW, expresada en €/kWh al año.
- Cargo por energía: Depende del volumen de energía consumido en kWh al año, expresado en ct/kWh al año.
- Medida y facturación: Cargos relacionados con la medición y facturación, expresados como un término fijo en € al año.

En este TFG se analizan las tarifas anuales. No obstante, existen cuotas mensuales para aquellos consumidores cuyo perfil de consumo varíe considerablemente a lo largo de los meses del año.

Según el Artículo 19 de la Ordenanza sobre las tarifas de acceso a las redes de suministro de electricidad (*Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV*), los operadores del sistema están obligados a ofrecer una tasa especial a los consumidores cuya demanda efectiva se desvíe considerablemente y de forma previsible de la demanda del sistema (uso atípico de la red).

Si el consumo anual sobrepasa los 10 GWh, pueden aplicarse reducciones notables en los peajes de acceso a la red de transporte para consumidores industriales. Los usuarios que presentan un perfil de consumo atípico pueden conseguir un descuento de un máximo del 90% de la tarifa. Aquellos usuarios que rebasan las 7000 horas de consumo en un año disfrutan de un beneficio en su tarifa estructurado como muestra la siguiente tabla [23].

Consumo anual	Consumo anual	Reducción de la tarifa de red
> 10 GWh	≥ 7000 h	–80%
> 10 GWh	≥ 7500 h	–85%
> 10 GWh	≥ 8000 h	–90%

Tabla 5.2. Reducciones en la tarifa de acceso a la red en Alemania. Fuente: [23].

En lugar de considerar discriminación horaria por periodos, las tarifas de acceso a redes en Alemania tienen en cuenta las horas de utilización de la red, obtenida como la energía consumida al año dividida entre la potencia demandada máxima. De esta forma, establece la tarifa distinguiendo entre si estas horas de utilización de la red son superiores o inferiores a 2500 horas al año. El coste facturado a los consumidores incluye las pérdidas y la gestión de los servicios complementarios del sistema, e incluye dos términos, uno de potencia, expresado en €/KW al año, y otro de energía, medido en c€/kWh.

Dado que cada operador del sistema alemán presenta unos valores diferentes de estos términos, a continuación, se muestran las distintas tarifas de acceso a la red proporcionadas por cada operador en el año 2016. Como se analizará posteriormente en el caso práctico, un consumidor industrial que accede a la red de transporte presenta un consumo superior a 2500 horas equivalentes al año, por ello, se acotan los valores obtenidos para este rango para un nivel de tensión de 220 kV (muy alta tensión).

Tarifas de acceso a la red en Alemania 2016				
Horas de utilización	> 2500 horas al año			
Nivel de tensión	Muy alta tensión (380 o 220 kV)			
Operador de red	50 Hertz	AMPRION	TransnetBW	Tennet
Término de potencia (€/kW)	60,08	32,83	48,94	58,04
Término de energía (ct/kWh)	0,25	0,225	0,13	0,12

Tabla 5.3. Tarifas de acceso a la red en Alemania 2016. Fuente: 50 Hertz, AMPRION, Transnet BW, Tennet.

Las tarifas de acceso a la red se calculan en base a costes asociados directamente con actividades de la red y otros conceptos tales como servicios del sistema (coste por administrar eficazmente la red). Una característica importante de la asignación de costes de red en Alemania es que estos costes son establecidos para un territorio controlado por un distribuidor determinado. Por tanto, las tarifas de red varían de forma substancial desde un territorio de distribución a otro. Existe una excepción: Un sistema nacional de equilibrio de costes que aboga por cubrir los costes de conectar parques eólicos.

Alemania enfrenta un reto en términos de asignación de costes de la red en su estructura debido al aumento de la generación distribuida. Cuando la tarifa del sistema fue establecida, la generación distribuida era considerada un mecanismo de alivio para el avance de la infraestructura de la red. Este sistema se transformó en uno constituido por generadores distribuidos en forma de tarifas de red reducidas. Mientras aumentaba la cantidad de generación distribuida en el sistema, las exenciones de la tarifa han excedido con frecuencia los beneficios del sistema. Aproximadamente 1.5 millones de generadores se encuentran conectados a redes de distribución. Por una parte, la creciente distribución de generación contribuye a la expansión de la red, especialmente en áreas rurales. Sin embargo, estos mismos generadores obtienen beneficios de tarifas de red reducidas, aumentadas significativamente para otros consumidores [21].

Este problema viene agravado por el hecho de que los costes de la red se pagan en función del territorio de distribución, como se ha comentado anteriormente. Esta situación lleva a una disparidad de costes asociados con la diferencia de generación distribuida en cada territorio. Por otra parte, la política llevada a cabo de introducción de *Energiewende*, así como la penetración de tecnología renovable distribuida supone una mayor complejidad. Pequeñas zonas rurales se ven más afectadas por este desequilibrio, por ello, deben pagar, en ocasiones, un elevado nivel por la generación distribuida en comparación con territorios con mayor población, donde las tarifas de red son menores.

5.1.5. Costes extras

En Alemania se incorporan diversos cargos adicionales para los consumidores, los cuales se detallan a continuación. Estos cargos se facturan al consumidor mediante mecanismos aparte de las tarifas de acceso a la red [23]:

➤ **Pagos por medición y facturación**

En los puntos de conexión de los consumidores se recogen datos de potencia y energía consumida. Los cargos de medición y facturación por punto de medida para cada operador de la red alemán se expresan en la tabla 5.4.

Pagos por medición y facturación (€/año)		
AMPRION		
	Muy alta tensión	Alta tensión
Suministro de instalaciones	2506	1558
Lectura	970	603
Facturación	2570	2570
Tennet		
	Muy alta tensión	Alta tensión
Suministro de instalaciones	4320	3222
Lectura	990	720
Facturación	2010	2010
50 Hertz		
Suministro de instalaciones	3512	
Lectura	1171	
Facturación	2190	
Transnet BW		
Suministro de instalaciones	4150,01	
Lectura	813,02	
Facturación	2039,54	

Tabla 5.4. Pagos por medición y facturación en Alemania en 2016. Fuente: 50 Hertz, AMPRION, Transnet BW, Tennet.

➤ **Contribución a la cogeneración (CHP)**

Este sobrecoste está destinado a prestar subsidios a las plantas de cogeneración. Existen diferentes tasas en función de la categoría de cada consumidor. Según la ley de cogeneración (plantas combinadas de calor y electricidad (CHP) (*KraftWärme-Kopplungsgesetz KWK-G*) se establece el siguiente cargo CHP para todos los consumidores finales, cuya cuantía para 2016 es [23]:

- Usuarios con un consumo inferior a 100 MWh al año deben abonar 1,78 €/MWh.
- Usuarios con un consumo superior a 100 MWh al año deben abonar 0,55 €/MWh.

- Para usuarios con un consumo mayor a 100.000 kWh/año y cuyos gastos de electricidad exceden el 4% de la facturación total dicho cargo es de 0,25 €/MWh.

➤ **Contribución a los parques eólicos marinos (OFFSHORE)**

Este cargo va dirigido a financiar las primas a las instalaciones de generación eólica marina. Los valores presentados en 2016 fueron [23]:

- Para usuarios con un consumo inferior a 1000 MWh al año, el importe es de 0,4 €/MWh.
- Para usuarios con un consumo superior a 1000 MWh al año, el importe asciende a 0,27 €/MWh.
- Para usuarios con un consumo superior a 100 MWh al año y cuyos gastos debido a la electricidad sobrepasan el 4 % de la facturación total, la asignación es de 0,25 €/MWh.

➤ **Primas a las Energías Renovables (EEG – Umlage)**

Se trata de un complemento que cubre las subvenciones a las energías renovables, salvo la tecnología eólica marina. Los consumidores que abonan esta tasa se encuentran divididos en dos categorías, cuyas tarifas para 2016 se resumen como sigue [23]:

Categoría A	Todos los consumidores que no pertenecen a la categoría B	63,54 €/MWh
Categoría B	<p>Si el consumo excede 1000 MWh y el coste de la electricidad es:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Para una amplia lista de consumidores industriales cuyo coste de la energía es superior al 17 % e inferior al 20% del valor añadido bruto en 2016 ➤ Para una lista menos extensa de consumidores industriales cuyo coste de la energía es mayor al 20 % del valor añadido bruto en 2015 	<p>9,53 €/MWh, importe limitado a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 0,5 % del valor añadido bruto para todos los consumidores con un coste de la electricidad superior al 20 % del valor añadido bruto. ➤ 4 % del valor añadido bruto para los consumidores cuyo coste de la energía eléctrica es menor al 20 % del valor añadido bruto.

Tabla 5.5. Primas a las Energías Renovables en Alemania en 2016. Fuente: [23].

No obstante, para consumidores tipo B, se aplica un mínimo de 0,5 €/MWh para grandes consumidores industriales y 1 €/MWh para otros sectores de consumo.

➤ **Impuesto sobre la electricidad (*Stromsteuer*)**

Se trata de un gravamen sobre la energía eléctrica. Desde el año 2003, la tasa normal se estableció en 20,5 €/MWh. Todos los consumidores industriales que la solicitan deben abonar un importe de 15,37 €/MWh, que corresponde a una reducción de la tasa completa de un 25%. Se asignan otros descuentos en la tarifa para consumidores industriales, en términos de la cantidad de contribución a las pensiones que paga una compañía. Si las cotizaciones para las pensiones que abona una compañía son bajas, mayor será la reducción en el *Stromsteuer*. El descuento máximo es de un 90%, resultante en una tasa de 2,537 €/MWh.

Junto a estas reducciones, aquellos consumidores industriales que emplean electricidad para procesos de transformación de materias primas están exentos del pago de este impuesto.

➤ **Tasas de privilegio (*Konzessionsabgabe*)**

Este concepto está referido a un impuesto sobre la energía facturado a todos los usuarios para financiar a los gobiernos locales. El importe básico para consumidores industriales es 1,1 €/MWh, con una excepción: aquellos consumidores cuyo precio final de la electricidad (incluyendo todas las tasas y tarifas de red) sea inferior a un valor umbral establecido (en 2016 fue de 132,27 €/MWh). Estos usuarios están exentos de esta tasa.

➤ **Contribución para la exención en la ATR (*19 StromNev*)**

Este cargo está pensado para cubrir los ingresos no recaudados por los descuentos en las tarifas de red aplicados a determinados consumidores por la aplicación del artículo 19 de *StromNev*. En 2016, estas pérdidas de ingresos fueron [23]:

- Para usuarios con un consumo inferior a 1000 MWh al año se asigna un importe de 3,78 €/MWh.
- Para usuarios con un consumo superior a 1000 MWh al año el cargo es de 0,5 €/MWh.
- Para usuarios con un consumo mayor a 1.000.000 kWh/año y cuyo coste de la electricidad excede el 4% de la facturación total, el cargo es de 0,25 €/ MWh.

5.2. Francia

A diciembre de 2016, Francia dispone de 130819 MW de potencia instalados [20]. El mix energético en Francia está dominado por la tecnología nuclear, la cual representa un 48,26% de la capacidad instalada y produjo el 71% de la energía generada en el país, en diciembre de 2016. En términos de potencia instalada, además, destacan la tecnología hidráulica (19,5%), las centrales térmicas convencionales (16,7%) y la energía eólica (8,92%). Respecto a producción de energía, la mayor parte se concentra en los procesos nucleares. Las centrales térmicas convencionales generaron en diciembre de 2016 el 14,42% de la energía en Francia, la hidráulica el 8,78% y la energía eólica el 2,94% [20].

El mercado de energía eléctrica en Francia se encuentra altamente concentrado. Electricidad de Francia (EDF), controlada por el Estado Francés en gran medida, gestiona la mayor parte del sector, ocupándose del grueso de producción y servicios minoristas en el país. EDF también posee la propiedad del gestor de la red de transporte (RTE).

En agosto de 2015 entró en marcha la transformación de la factura eléctrica con el objetivo de incrementar el apoyo a las energías renovables. Esta ambiciosa legislación postula objetivos para Francia en términos de protección medioambiental, diversificación del mix energético y seguridad de la energía. En resumen, propone como punto importante el aumento de energías renovables a costa de reducir la energía nuclear y los combustibles fósiles.

5.2.1. Estructura del sector eléctrico

Electricidad de Francia (EDF) es la mayor compañía dedicada al sector energético en Francia, y mayoritariamente estatal. EDF y sus empresas filiales regulan todos los sectores del mercado en el país, incluyendo el transporte (RTE), la distribución (ERDF), la producción y el suministro minorista. La empresa controla aproximadamente el 80% de la capacidad instalada en Francia y genera un 86% de la producción nacional de energía [20].

Réseau de Transport d'Electricité (RTE) es el gestor de la red de transporte en Francia. *Électricité Réseau Distribution France* (ERDF) es la compañía responsable del 95% de la distribución de energía eléctrica en el país, con más de 730 contratos de concesión con las autoridades locales, y el 5% restante está gestionado por empresas de distribución locales a través de contratos de distribución. Ambas compañías son filiales de EDF [22].

Desde 2007 todos los tipos de consumidores disponen de libertad para elegir el suministrador de electricidad. No obstante, la mayor parte de consumidores, especialmente clientes residenciales, optan por permanecer con los suministradores titulares o establecidos (EDF, compañías de distribución local y sus filiales) y pagan tarifas reguladas. En términos de reestructuración del mercado eléctrico, se eliminó el concepto de tarifa regulada para clientes no residenciales a finales de 2015 según la ley NOME [22]. Los consumidores residenciales disponían de la opción de escoger un contrato con un suministrador titular a la tasa del mercado o pagar tarifas reguladas.

La tabla 5.6 ilustra las compañías encargadas de cada sector y su influencia sobre el mercado.

Sector	Compañías líderes	Reparto del mercado	Número total de suministradores
Transporte	RTE	100%	-
Distribución	ErDF	Gestiona el 95% de la red de distribución bajo la concesión de más de 730 contratos con las autoridades locales	160 compañías distribuidoras locales suministran servicios de distribución

Tabla 5.6. Estructura de la red en Francia. Fuente: [22].

5.2.2. Regulación

La comisión de regulación de la energía (CRE) es el regulador nacional del sector. Su objetivo principal radica en la adecuada operación de los mercados de electricidad y el gas natural para el beneficio del consumidor final, conforme a la política energética aprobada.

CRE se encuentra disociada en dos corporaciones independientes: El Consejo de Comisarios y el Comité Permanente de las Disputas y Sanciones (CoRDiS - *Comité de règlement des différends et des sanctions*). El Consejo o Junta de Comisarios supervisa la regulación de los mercados de electricidad y gas natural, mientras CoRDiS es responsable de establecer vínculos técnicos y financieros entre los operadores y los usuarios de la red.

CRE es el organismo encargado, entre otras funciones, desde enero de 2016, de establecer las tarifas de transporte y distribución, además de regular los mercados para asegurar la competencia.

5.2.3. Mercado de electricidad

El mercado mayorista de electricidad en Francia se encuentra estructurado del siguiente modo. Productores, suministradores y comercializadores tienen la capacidad de comprar y vender energía de forma bilateral a través de contratos fijados o, bien mediante los intercambios de energía en los organismos EPEX y EEX. El intercambio tiene lugar en el mercado a futuros, diario o intradiario hasta el límite del cierre. En este momento, el operador del sistema, RTE, asume la responsabilidad de crear un balance final de energía para cada periodo de comercialización y asegura que los flujos de potencia resultantes del proceso de comercialización no exceden la capacidad física de la red eléctrica.

El mercado de la electricidad operaba según intercambio de energía únicamente, sin compensación alguna por capacidad, excepto en el caso de mercados de reserva. Sin embargo, a partir de 2010, a través de la nueva legislación “Nome law” (*Nouvelle Organisation du Marché de l’Electricité*), se introdujo un mercado descentralizado de capacidad en 2015, con certificado de capacidad de cara a la preparación del primer periodo de entrega, planeado para 2017.

El mecanismo de capacidad francés fue incorporado en el intento de dar respuesta a un progresivo descenso en la suficiencia de recursos, idea reforzada por los datos reflejados el 9 de febrero de 2012, fecha que alcanzó 102,1 GW de demanda máxima y supuso un punto de inflexión. El sistema de potencia en Francia es extremadamente sensible a los cambios de temperatura debido a la prevalencia de los sistemas eléctricos de calefacción. Para enfrentar este problema, el mecanismo de capacidad obliga a los proveedores a comprar suficientes certificados de capacidad de cara a satisfacer la demanda pico prevista.

Respecto al mercado minorista, varios puntos son destacables en la influencia de los peajes de acceso a consumidores industriales. La desregulación del mercado minorista en Francia continúa desarrollándose por etapas. Desde 2007, todos los consumidores disponen de la opción de elegir tarifas según el mercado o bien, mediante un suministrador titular (EDF y sus filiales).

5.2.4. Asignación de costes de red

Como se ha explicado, el gestor de la red de transporte en Francia es la empresa RTE (*Réseau de Transport d’Electricité*). La red de transporte y distribución se encuentra totalmente regulada por la CRE (*Commission de Régulation de l’Énergie*).

El nivel de tensión de las redes en Francia presenta diferencias con el caso español. En Francia existen 3 tipos de redes:

- La red de transporte y de interconexión de 400 kV ó 200 kV, que transporta energía a grandes distancias con muy pocas pérdidas (red de alta tensión “red HTB”).
- La red de distribución de 225 kV, 90 kV y 63 kV, que distribuye la energía en las regiones y alimentan las redes de distribución pública y a los grandes clientes industriales.
- La red de distribución que proporciona energía a consumidores de media tensión (“red HTA”) de 20 kV y 15 kV y baja tensión (“red BT”) de 400 V trifásico y de 230 V monofásico.

Los costes necesarios para financiar y operar las redes de transporte y distribución son recaudados a los consumidores finales a través de la tarifa denominada TURPE (*Tariff d’Utilisation des Reseaux Publics d’Electricite*). Este peaje refleja cargos asociados con la gestión de congestiones en el sistema, equilibrio de energía (excluyendo ingresos recuperados a través de los cargos de desequilibrio), pérdidas en las redes de transporte y distribución y la compra de servicios complementarios, así como compensación de inversiones. Se caracterizan por prescindir de la discriminación geográfica, pero incluyen incentivos con el fin de promover el consumo reducido durante los periodos de demanda pico. La tarifa TURPE, propuesta por la Comisión de Regulación de la Energía (CRE) y aprobada por los Ministerios de Energía y Finanzas, es cargada a los proveedores y transmitida a su vez a los usuarios finales.

Esta tarifa comprende tres componentes principales: la administración de clientes, el embotellamiento y la medición.

La tarifa se basa en cuatro principios fundamentales [24]:

- La uniformidad en la tarifa: El coste de la tarifa es homogéneo en todo el territorio nacional, conforme a la noción de solidaridad estipulada en el Código de la Energía.
- Fijación del precio sello: El precio de acceso a la red no depende de la distancia recorrida por la energía.
- La tarifa depende del punto de conexión a la red, de un término fijo de potencia contratada y de un término variable que representa los flujos de energía medidos en los puntos de conexión de los consumidores.
- Medición: Los precios de las tarifas varían en función de la estación, los días de la semana o las horas de la jornada.

En la tabla 5.7 se expone la estructura del nivel de tensión y sus correspondientes tarifas de red.

Tensión (U_n)	Tipo de tarifa	Red
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT	Baja tensión
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA1	Alta tensión
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB1	
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB3	Muy alta tensión

Tabla 5.7. Clasificación de tarifas de acceso a la red en Francia. Fuente: Elaboración propia.

Estructura de la tarifa

La tarifa de acceso a la red en vigor en Francia (Turpe 4) presenta las siguientes partidas [24]:

- CG: Componente anual de gestión
- CC: Componente anual de medida
- CS: Componente anual de suministro
- CMDPS: Componente mensual por exceder la potencia contratada
- CACS: Componente anual de alimentación complementaria y reserva
- CR: Componente de agrupación de puntos de consumo de un mismo usuario
- CDPP: Componente anual de excesos puntuales de potencia programados
- CER: Componente anual de energía reactiva

➤ CI: Componente anual de energía inyectada

A continuación, se realiza una breve explicación de cada componente y se presentan los valores para 2016, centrando el estudio en las tarifas de alta tensión (HTB) y, más concretamente, HTB2, correspondiente a un nivel de tensión de 220 kV.

Componente de gestión

Este concepto cubre la administración de las redes: gestión de registros de usuario, recepción física y telefónica, facturación y recogida. El importe es abonado por todos los usuarios, productores y consumidores, (cada punto de conexión y cada contrato de acceso) en un plazo fijo, y su valor depende del rango de tensión de alimentación. En la tabla 5.8 se muestran los valores de este concepto para 2016.

Nivel de tensión	Coste (€/año)
HTB	8080,65

Tabla 5.8. Componente de gestión 2016. Fuente: Turpe 4.

Componente de medición

Se factura a todos los usuarios por cada dispositivo de medida. Cubre los costes de medición, control de potencia, transmisión de datos de medición etc. El importe varía en función de si el aparato de medida es propiedad o no del usuario en cuestión. Depende del nivel de tensión, la potencia contratada y de la potencia máxima inyectada. Este cargo varía en función de la propiedad del dispositivo de medida (propiedad del operador de la red, RTE o del consumidor). Los valores para 2016 son los siguientes:

Nivel de tensión	Propiedad de RTE (€/año y dispositivo)	Propiedad del consumidor (€/año y dispositivo)
HTB	2794,94	501,59

Tabla 5.9. Componente de medición 2016. Fuente: Turpe 4.

Componente de suministro

Este componente está destinado a compensar las pérdidas ocasionadas en la red, así como la explotación y mantenimiento de la red. Tiene dos elementos, uno es función de la potencia contratada y el otro depende de la energía consumida. Varía en función del nivel de tensión de alimentación, a mayor nivel de tensión se utiliza menor infraestructura de la red y, por lo tanto, este coste es inferior.

Dependiendo del rango de tensión los usuarios pueden elegir entre varias clases de precios, con diferenciación según la temporada (invierno/verano) o según la hora del día (horas punta/horas valle).

Para el nivel de tensión HTA existen 3 opciones tarifarias: sin discriminación temporal, con discriminación temporal de 5 clases y con discriminación temporal de 8 clases. Los niveles de tensión acogidos por las tarifas HTB1 y HTB2 disponen de 5 diferenciaciones temporales, mientras que la tarifa de tensión más elevada, HTB3, no presenta discriminación temporal.

Para las tarifas HTB2 y HTB1 se dispone de 3 opciones a escoger dependiendo de la utilización: tasa de utilización muy alta, tasa de utilización alta o tasa de utilización media. Para tarifas del tipo HTA1, la cuota funciona de un modo similar, ofreciendo tres opciones de contrato basados en el consumo en función de distintas franjas horarias, como se ha mencionado anteriormente.

El componente de suministro sin discriminación temporal tiene una parte fija (función de la potencia contratada) y una parte variable (función de la energía consumida y de la potencia contratada) y se calcula mediante la expresión:

$$CS = a_2 \cdot P_{contratada} + b \cdot \tau^c \cdot P_{contratada} \quad (5)$$

Donde $\tau = \frac{E_{consumida}}{d \cdot P_{contratada}}$ es la tasa de utilización, d las horas del año consideradas y a, b y c, los parámetros que se muestran en la siguiente tabla para 2016:

Dominio de tensión	a (€/kW/año)	b (€/kW/año)	c
HTB3	4,87	19,73	0,856

Tabla 5.10. Coeficientes sin discriminación temporal 2016. Fuente: Turpe 4.

Para las tarifas con discriminación temporal, este componente se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$CS = a_2 \cdot P_{contratada \text{ ponderada}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i \quad (6)$$

Donde E_i corresponde a la energía consumida en cada periodo tarifario (kWh) y la potencia contratada ponderada la siguiente:

$$P_{contratada \text{ ponderada}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1}) \quad (7)$$

En la siguiente tabla se muestra el valor de los coeficientes para las tarifas HTB2 y HTB1 en cada periodo.

Dominio de tensión	Tarifa	Coeficiente	Horas punta (i=1)	Horas valle invierno (i=2)	Horas punta invierno (i=3)	Horas valle verano (i=4)	Horas punta verano (i=5)
HTB2	Media utilización	a_2 (€/kW/año)	8,81				
		d_i (c€/kWh)	0,62	0,55	0,41	0,38	0,28
		k_i	100%	94%	68%	44%	19%
	Alta utilización	a_2 (€/kW/año)	11,54				
		d_i (c€/kWh)	0,51	0,45	0,33	0,3	0,2
		k_i	100%	95%	69%	45%	19%
	Muy alta utilización	a_2 (€/kW/año)	14,77				
		d_i (c€/kWh)	0,44	0,39	0,28	0,25	0,17
		k_i	100%	95%	69%	46%	20%
HTB1	Media utilización	a_2 (€/kW/año)	14,68				
		d_i (c€/kWh)	1,28	1,12	0,80	0,68	0,48
		k_i	100%	94%	67%	41%	18%
	Alta utilización	a_2 (€/kW/año)	16,11				
		d_i (c€/kWh)	1,25	1,06	0,76	0,63	0,44
		k_i	100%	94%	67%	42%	18%
	Muy alta utilización	a_2 (€/kW/año)	19,67				
		d_i (c€/kWh)	1,19	0,99	0,70	0,58	0,40
		k_i	100%	94%	67%	43%	18%

Tabla 5.11. Coeficientes con discriminación temporal 2016. Fuente: Turpe 4.

Componente mensual por exceder la potencia contratada

Este componente viene a compensar los costes incurridos por sobrepasar la potencia contratada. RTE se compromete a favorecer estos excesos de consumo en los casos en los que no supongan problemas a las redes.

Para las tarifas HTB3 sin discriminación temporal se calcula con la siguiente expresión:

$$CMDPS = \alpha \sqrt{\sum (\Delta P)^2} \quad (8)$$

Los valores de alfa utilizados son:

Dominio de tensión	α (c€/kW)
HTB3	19,95

Tabla 5.12. Parámetro alfa para tarifas sin discriminación temporal 2016. Fuente: Turpe 4

Para las tarifas con discriminación temporal se calcula empleando la siguiente expresión:

$$CMDPS = \sum k_i \alpha \sqrt{\sum (\Delta P)^2} \quad (9)$$

Los valores de alfa empleados se encuentran en la siguiente tabla:

Dominio de tensión	Tipo de tarifa	α (c€/kW)
HTB2	Muy alta utilización	14,77
	Alta utilización	11,54
	Media utilización	8,81
HTB1	Muy alta utilización	19,67
	Alta utilización	16,11
	Media utilización	14,68

Tabla 5.13. Parámetro alfa con discriminación temporal 2016. Fuente: Turpe 4.

Componente anual de alimentación complementaria y de reserva

La alimentación de reserva es una línea que se emplea únicamente en el caso de requerir una sustitución de una o varias líneas principales, debido a su indisponibilidad en caso de avería, reparación o mantenimiento.

La alimentación complementaria se encuentra al mismo nivel de tensión que la alimentación principal. No obstante, está conectada a una subestación eléctrica distinta y no es necesaria para su capacidad de alimentación normal. En cualquier caso, no se trata de una alimentación de reserva.

Esta partida presenta un término fijo, determinado por la longitud de la red de conexión y el número de células (posiciones de subestación) y un término variable, dependiendo de la potencia. En la siguiente tabla se presentan los valores facturados para este concepto en 2016.

Dominio de tensión	Células (€/célula/año)	Conexiones (€/km/año)	€/kW y año
HTB1	30 243,63	Conexiones aéreas: 3 461,04 Conexiones subterráneas: 6 922,06	1,40
HTB2	58 225,73	Conexiones aéreas: 5 832,75 Conexiones subterráneas: 29 162,71	2,69
HTB3	96 546,85	9 148,97	-

Tabla 5.14. Componente anual de alimentación complementaria y de reserva 2016.

Fuente: Turpe 4

Componente de agrupación de puntos de consumo de un mismo cliente

Los usuarios con varios puntos de conexión en la misma tensión y en el mismo lugar, se pueden beneficiar de la agrupación tarifaria para el cálculo de la componente de inyección, de suministro y desvíos, así como la componente de la energía reactiva. En este caso, la facturación se realiza sobre la base de curvas de medición efectuadas en diferentes puntos de conexión a la red.

La agrupación se realiza sobre la base de la potencia contratada por el conjunto de puntos agrupados. En la siguiente expresión se aprecian los términos explicados:

$$CR = L * K * P_S \quad (10)$$

Donde L representa la menor longitud total de la red que permite la reagrupación física de los distintos puntos de conexión, P_s es la potencia contratada por el conjunto de puntos agrupados y K es un coeficiente que varía en función del punto de conexión. En la tabla 5.15 se muestran los valores del parámetro k para el año 2016.

Nivel de tensión	k (c€/kW/km/año)
HTB1	Conexiones aéreas: 69,26 Conexiones subterráneas: 121,73
HTB2	Conexiones aéreas: 13,65 Conexiones subterráneas: 52,46
HTB3	5,24

Tabla 5.15. Componente de agrupación de puntos de consumo de un mismo cliente.

Fuente: Turpe 4.

Componente anual de excesos puntuales de potencia programados

El gestor de la red de transporte (RTE) puede autorizar, si la capacidad de la red lo permite, la aplicación de una tarifa específica durante el periodo desde el 1 de mayo al 31 de octubre debido a excesos ocasionales y programados de potencia (por cada kW excedido y menor a la potencia máxima).

Esta disposición está disponible para cada punto de conexión, una vez por año, y hasta 14 días consecutivos. No se aplica a una fuente de alimentación de emergencia.

Para el dominio HTB3, este complemento se calcula según la siguiente expresión:

$$CDPP = \alpha \sum \Delta P \quad (11)$$

Para los dominios HTB2 y HTB1 se emplea la siguiente fórmula:

$$CDPP = \alpha k_i \sum \Delta P \quad (12)$$

El factor α aplicable para 2016 es:

Dominio de tensión	α (c€/kW)
HTB1	0,254
HTB2	0,160
HTB3	0,081

Tabla 5.16. CDPP 2016. Fuente: Turpe 4

Componente anual de energía reactiva

En Francia, en el periodo comprendido entre abril y octubre, los costes incurridos debido a energía reactiva en la red no se facturan a los usuarios. Sin embargo, en el periodo comprendido entre noviembre y marzo, ambos meses inclusive, sí se cobra por energía reactiva consumida. En concreto, desde las 6h hasta las 22h de lunes a sábado en tarifas HTB3 y HTA y desde las 7h hasta las 23h. Para las tarifas HTB2 y HTB1, si el exceso de energía reactiva supone un 40% de la cantidad de energía activa consumida, se facturan los días laborables. En 2016, este exceso se facturó según los siguientes valores:

Dominio de tensión	Relación tg φ max	c€/kVArh
HTB1	0,4	1,63
HTB2	0,4	1,45
HTB3	0,4	1,36

Tabla 5.17. Componente anual de energía reactiva 2016. Fuente: Turpe 4.

Componente anual de energía inyectada

Se factura esta partida por cada punto de conexión en función de la energía activa inyectada a la red. Los valores para 2016 son:

Nivel de tensión	Coste (c€/MWh)
HTB1	0
HTB2	19
HTB3	19

Tabla 5.18. Componente anual de energía inyectada 2016. Fuente: Turpe 4.

5.2.5. Costes extras

En Francia existen otros cargos no directamente relacionados con las actividades de gestión en las redes. Algunos se facturan mediante otros mecanismos, mientras que otros se incluyen en la tarifa de acceso, dependiendo de ciertas condiciones. Como se detallará posteriormente, no se consideran en el caso práctico a efectos de simplicidad. Estos cargos son los siguientes [24]:

➤ **Contribución Tarifaria de Transporte (CTA)**

Este concepto fue introducido en la tarifa de acceso en el año 2005. Los usuarios deben abonar un sobrecoste referido a la tasa sobre los servicios de transporte y distribución de la energía en Francia.

Se establece sobre los elementos fijos de la tarifa (componente de medida, gestión, parte fija de la componente de suministro y alimentación complementaria y reserva).

El valor de dicha contribución se determina por orden ministerial. Desde el 1 de mayo de 2013, los porcentajes aplicados son 10,14% para los servicios de transporte (nivel de tensión HTB) y 27,04% para los servicios de distribución (nivel de tensión HTA).

➤ **Contribución al Servicio Público de Electricidad (CSPE)**

Desde enero del 2003, los consumidores finales pagan una cuota denominada contribución al servicio público de la electricidad (CSPE), consistente en el apoyo a las primas a la cogeneración, a las energías renovables, a la igualdad en las zonas no interconectadas, a mecanismos de ayudas a clientes que lo requieran y a cubrir el déficit tarifario en años anteriores.

La CSPE se calcula en función de la cantidad de energía consumida y su valor se actualiza cada año. Se factura al cliente final, mediante contrato directo, o a un distribuidor de electricidad (contrato único).

El valor de esta tasa en 2016 fue de 22,5 €/MWh. Pueden aplicarse algunas reducciones en determinadas condiciones [23]:

- Para consumidores electro-intensivos que deberían abonar, al menos 0,5% del valor añadido en concepto de CSPE, esta cuota sería:
 - Para aquellos consumidores que sobrepasan los 3 kWh de consumo por euro de valor añadido, la tasa es igual a 2 €/MWh.
 - Usuarios cuyo consumo se encuentra entre 1,5 kWh y 3kWh por euro de valor añadido, deben abonar 5 €/MWh en este concepto.
 - Si un usuario consumo menos de 1,5 kWh por euro de valor añadido, la tasa se reduce a 7,5 €/MWh.
- Para consumidores muy electro – intensivos, la tarifa está establecida en 0,5 €/MWh. Para pertenecer a este grupo, los usuarios deben satisfacer dos condiciones:
 - Su consumo de energía representa un valor superior a 6 kWh por euro de valor añadido de la compañía.

- Su actividad se centra en el negocio de sectores de alta intensidad con países del tercer mundo (mayor al 25%).
- Sectores con elevado riesgo de fuga de cabrón como la metalurgia, electrolisis, minerales no metales o sectores químicos. Para consumidores electro – intensivos descritos en el primer punto que presenten un elevado riesgo de fuga de carbón relacionada con emisiones indirectas de carbón, la cuota CSPE se fija:
 - Para usuarios con un consumo superior a 3 kWh por euro de valor añadido, la CSPE se mantiene en 1 €/MWh.
 - Para usuarios cuyo consumo se encuentra entre 1,5 y 3 kWh por euro de valor añadido, la tasa a abonar será 2,5 €/MWh.
 - Para usuarios con un consumo inferior a 1,5 kWh por euro de valor añadido, CSPE es igual a 5,5 €/MWh.

➤ **Impuesto sobre el consumo final de electricidad (TCFE)**

Las tasas sobre el consumo final de la electricidad comprenden una Tasa Comunitaria sobre el Consumo Final de Electricidad (TCCFE), un Impuesto Departamental sobre el Consumo Final de Electricidad (TDCFE) y una nueva cuota, la Tasa Interna sobre el Consumo Final de Electricidad (TICFE).

Los consumidores cuya potencia contratada sea inferior a 250 kVA deben abonar el impuesto municipal (TCCFE) y departamental (TDCFE) en el consumo final de electricidad y no están sujetos al impuesto interno sobre el consumo final de electricidad (TICFE).

Aquellos consumidores cuya potencia contratada exceda los 250 kVA, deben incurrir en el Impuesto Interno sobre el Consumo Final de Electricidad (TICFE) únicamente, con una cuantía de 0,5 €/MWh. Estas tasas son facturadas por las compañías distribuidoras a los consumidores finales.

A partir de 2015, el Impuesto sobre el Consumo Final de Electricidad (TCFE) y la Contribución al Servicio Público de Electricidad (CSPE) fueron fusionados en una misma tasa bajo el nombre del segundo concepto (CSPE).

Acorde con lo expuesto en el apartado 3 de la *“Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 7 mai 2014 portant décision sur l’évolution au 1er août 2014 des tarifs d’utilisation d’un réseau public d’électricité dans le domaine de tension HTB”* [25] se aplicaba una exención del 50 % de la tarifa de acceso a la red desde agosto del 2014 hasta Julio del 2015 a los consumidores conectados en HTB que cumplieran los siguientes requisitos:

- Consumo superior a 10 GWh y 7000 h en 2013
- Consumo superior a 500 GWh en 2013

El 30 de julio de 2014, el Ministro de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía presentó el proyecto de ley para la transición energética para el crecimiento verde. En este contexto, con el objetivo de establecer una base permanente que permitiera determinar los criterios a cumplir por los consumidores privilegiados con exenciones en la tarifa, decidió prolongar la exención del 50% en la tarifa de acceso a la red hasta diciembre de 2015.

Estudiando la normativa concerniente al año 2016 se obtienen las siguientes conclusiones. Según el apartado 4 de la *“Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 19 mai 2016 portant projet de décision sur l’évolution au 1er août 2016 des tarifs d’utilisation d’un réseau public d’électricité dans le domaine de tension HTB”* [26], el artículo del código de la energía para una transición energética hacia el crecimiento verde establece los criterios para las exenciones en las tarifas de acceso a la red para una serie de categorías de consumidores. Este artículo dispone que las tarifas de acceso a la red de transporte aplicadas a grandes consumidores industriales que presenten un perfil de consumo estable serán reducidas aplicando un porcentaje fijado por decreto, teniendo en cuenta el impacto de este perfil de consumo en el sistema eléctrico. En el caso práctico presentado posteriormente no se tienen en cuenta exenciones en la tarifa, dado que el documento de referencia empleado (ENTSO-E 2016) [28] no las considera.

CAPÍTULO 6. PEAJES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE. ÁMBITO EUROPEO

Las tarifas de acceso a la red de transporte constituyen uno de los elementos clave del Mercado Interno de Electricidad (IEM, siglas en inglés). Conforman el elemento común en los mercados de energía eléctrica en Europa, cuyo fin reside en la recaudación de un importe destinado a la compensación de costes derivados del uso de las redes de transporte de energía eléctrica.

En este apartado se evaluarán los aspectos más relevantes de la tarifa de acceso en el ámbito europeo, centrando el estudio en tres países: Alemania, España y Francia. Se analizará la estructura de los peajes de red y los costes que sufragan éstos desde un punto de vista comparativo.

Para ello, se ha recurrido al informe anual elaborado por la *European Network Transmission System Operator* (en adelante, ENTSO), correspondiente al año 2016 [28]. Este documento establece unas hipótesis necesarias para realizar la comparación de tarifas de distintos países.

Es cierto que se trata del mecanismo de comparación más empleado en Europa en términos de costes regulados, sin embargo, presenta una disparidad importante en algunos países. Surge una significativa complejidad a la hora de analizar y calcular los peajes de red en Europa. No es posible recurrir a una única solución correcta para la asignación de costes de acceso a la red para los usuarios debido a las diferencias de programas tarifarios en cada país, políticas nacionales, mecanismos de mercado (importante tener en cuenta si se incluyen en el régimen regulatorio) etc. De este modo, resulta imprescindible para una buena armonización incluir otros conceptos como los servicios de ajuste y las pérdidas del sistema, debido a que ciertos países del panorama europeo emplean la tarifa de acceso para recaudar estos conceptos. Las tarifas de acceso a la red en Europa no incluyen únicamente actividades relacionadas con la gestión de la red de transporte, sino que, al igual que en España, recogen otros conceptos no directamente relacionados con estas actividades. Alemania y Francia facturan otros conceptos no relacionados con actividades de la red mediante otros mecanismos. No obstante, se incluyen en el presente análisis y cálculo de la tarifa de transporte unitaria total (UTT) para homogeneizar el estudio y abarcar todas las componentes.

Con el fin de aclarar la nomenclatura empleada en el presente apartado, en adelante se emplearán los conceptos tarifa de acceso a la red y tarifa de transporte unitaria (UTT) como términos equivalentes. Incluidos en la tarifa de acceso, se hará referencia a los costes de la tarifa de acceso relacionados con actividades de gestión de la red (en inglés, TSO costs) y a los costes no relacionados con actividades propias de la red (en inglés, non TSO costs).

6.1. Hipótesis y metodología

A efectos de establecer un análisis en términos comparativos, resulta necesario fijar un caso base predefinido a través de la consideración de una serie de hipótesis. Se calcula una tarifa de transporte unitaria (UTT), expresada en €/MWh.

El caso base presentado viene caracterizado por:

- Nivel de tensión. Debido a la diferencia de niveles de tensión de la red en Europa, para facilitar la comparación se lleva a cabo una hipótesis que presupone que generadores y consumidores se conectan a un nivel elevado de tensión (EHV), una red de 330 – 400 kV. Para los países que no dispongan de esta red o generadores o consumidores no conectados a ella, se deben considerar tarifas para niveles más reducidos de tensión.
- Potencia demandada y periodo de empleo: La carga estándar considerada consume un máximo de 40 MW de potencia cuando se conecta a la red de alta tensión (EHV) y un valor máximo de 10 MW si se consideran tensiones menores. El tiempo de consumo de la red se asume en ambos casos de 5000 h.

La tarifa de transporte unitaria (UTT) es asignada tanto a consumidores como a generadores, cubriendo dos tipos de conceptos detallados a continuación:

- Tarifas de acceso a la red de transporte que cubren la gestión de la red (TSO costs): Engloban costes relacionados con las actividades propias de la gestión de la red de transporte tales como costes de infraestructuras, costes de adquisición de servicios del sistema y costes de compensación de pérdidas.
- Costes no incluidos en el peaje de acceso a la red de transporte (non TSO costs): Referidos a cargos no relacionados con la operación de la red de transporte. Entre ellos: déficit tarifario, costes de programas de apoyo a las energías renovables y cogeneración, tasas regulatorias, costes de diversificación y seguridad de suministro etc.

6.2. Características principales de las tarifas de transporte en Europa

En la siguiente tabla se exponen los principales rasgos de los tres países considerados en el cálculo de la tarifa de acceso a la red de transporte. Concretamente, se comparan los datos relativos a la imputación de costes (generadores y consumidores), señal de los precios, si las pérdidas y los servicios de ajuste se incluyen en las tarifas de acceso.

País	Porcentaje de cargo de la tarifa		Señal de los precios		¿Se incluyen pérdidas en la tarifa?	¿Se incluyen servicios del sistema en la tarifa?
	Generación	Carga	Por temporada	Por ubicación		
Alemania	0 %	100 %	No	No	Sí	Sí
Francia	2 %	98 %	XXX	No	Sí	Sí
España	5 %	95 %	XXX	No	No	No

Tabla 6.1. Caracterización tarifas de acceso países analizados. Fuente: ENTSO-E 2016.

La designación “XXX” denota diferentes períodos de tiempo. Por ejemplo, “XX” puede estar referido a primavera - verano, otoño - invierno.

De la tabla anterior pueden extraerse las siguientes conclusiones.

La tarifa de acceso a redes regulada en Alemania recae en su totalidad sobre los consumidores, mientras en Francia y España un pequeño porcentaje es asignado también a los generadores. No obstante, conviene resaltar el peso de los consumidores en la tarifa de acceso, casi en su totalidad prácticamente.

Por otra parte, se observa la ausencia de discriminación temporal y geográfica en Alemania. En Francia y España sí se aplica discriminación temporal, dividiéndose la tarifa en tres periodos. La utilización de elementos de discriminación geográfica, ya sea de tipo nodal o zonal, es menos común que el criterio de uniformidad territorial. Ello se debe, entre otros factores, a la mayor complejidad que implica la aplicación correcta de este tipo de criterios.

Respecto a la inclusión de pérdidas y servicios de ajuste o sistema en las tarifas de acceso resulta destacable el caso español, que, al contrario que Alemania y Francia, no incorporan estos conceptos en su asignación de costes, sino que son sufragados vía precio de la energía en el mercado.

6.2.1. Niveles de tensión regulados por el gestor de la red de transporte

El nivel de tensión al que opera la red de transporte en los distintos países europeos dista de ser uniforme. En la siguiente tabla se muestra una comparación entre el porcentaje de líneas de diferentes niveles de tensión reguladas por el Gestor de la Red de Transporte en los tres países analizados.

% km	400 – 330 kV	220 – 150 kV	132 – 50 kV
Francia (RTE)	21 %	27 %	53 %
Alemania	61 %	39 %	0 %
España (REE)	49 %	45 %	6%

Tabla 6.2. Nivel de tensión en los países analizados. Fuente: ENTSO-E 2016.

La disparidad respecto al nivel de tensión al que opera la red de transporte en Europa en cada país muestra la complejidad a la hora de establecer una comparación entre los peajes de acceso a la red, ya que, el nivel de tensión mayoritario al que opera el gestor de transporte francés (RTE, tensión 132 – 50 kV) es considerado perteneciente a la red de distribución en España.

6.2.2. Costes de la tarifa de acceso

La tarifa de acceso en Europa se emplea para cargar a los usuarios costes que no son imputables directamente a éstos por el uso de la red. De esta forma, a efectos de establecer una comparación adecuada, en algunos casos, en la tarifa de transporte unitaria (UTT) se incluyen costes que no dependen del uso de la red. En las tablas 6.3, 6.4 y 6.5 se manifiesta claramente esta explicación, donde se desglosan los componentes del peaje de acceso de los tres países analizados.

Conviene detallar la nomenclatura empleada en aras de la comprensión de las tablas. La designación “C” denota inclusión del concepto considerado como coste en el cálculo de la tarifa de transporte unitaria, mientras “C/B” se refiere a la diferencia entre costes e ingresos en la unidad considerada y se designa con “N” aquellas partidas no incorporadas como coste en el cálculo de la UTT. Las diferentes partidas de costes son definidas en el glosario del TFG.

País	Infraestructura			
	OPEX	Amortización	Devolución del capital invertido	ITC
Alemania	C/B	C	C	C/B
Francia	C	C	C	C
España	C	C	C	C

Tabla 6.3. Componentes del peaje de acceso a la red de transporte. Fuente: ENTSO-E 2016.

País	Servicios del sistema							
	Reserva primaria	Reserva secundaria	Reserva terciaria	Gestión de congestiones (interna)	Gestión de congestiones (frontera)	Arranque en negro	Control de tensión y potencia reactiva	Sistema equilibrado
Alemania	C	C	C	C	C	C	C	N
Francia	C	C	N	C	N	C	C	N
España	C	C	C	C	C	C	C	C

Tabla 6.4. Componentes del peaje de acceso a la red de transporte. Fuente: ENTSO-E 2016.

País	Pérdidas	Otros
Alemania	C	C
Francia	C	C
España	C	C

Tabla 6.5. Componentes del peaje de acceso a la red de transporte. Fuente: ENTSO-E 2016.

Los datos expuestos revelan el hecho de la inclusión de todo tipo de conceptos en el cálculo de la tarifa de transporte unitaria (UTT) en el caso de España, aunque, como se ha comentado, partidas como los servicios del sistema y las pérdidas son recuperados a través del mercado de electricidad. Por otra parte, se observa en Alemania la aplicación del mecanismo de asignación del excedente relativo al cobro del concepto ITC, dedicado a la compensación de partidas por costes asociados con pérdidas resultantes de flujos de tránsitos de acogida en las redes.

6.2.3. Estructura de la tarifa

El uso de una tarifa binómica supone una práctica común en los países analizados. Sin embargo, como es posible apreciar en la tabla 6.6, la proporción correspondiente al término de potencia y energía es muy diferente.

Países	Término de energía	Término de potencia
Alemania	16 %	84 %
Francia	57 %	43 %
España	70 %	30 %

Tabla 6.6. Términos de la tarifa de acceso a la red. Fuente: ENTSO-E 2016.

Esta figura revela las siguientes ideas. Una de las notas destacadas de la regulación española vigente concerniente a las tarifas de acceso a la red es el mantenimiento de un sistema de peajes basado en gran parte en el consumo e intensidad de las redes. El hecho de asignar peajes de acceso a la red mayoritariamente a través del término de la energía favorece a los consumidores que realicen un consumo reducido de ésta.

Resulta sorprendente la gran diferencia en estos conceptos que presentan España y Alemania, donde la facturación por acceso a la red viene impuesta en su mayoría por el término de potencia. Por otra parte, en Francia, se observa un mayor equilibrio en términos de costes facturados por término fijo o por consumo de energía eléctrica.

6.2.4. Imputación de costes

La diferencia entre quién es el usuario que soporta los costes de las redes se recoge en las figuras 6.1 y 6.2, en las que se observa que se establece como regla general que sea la demanda quien soporte esta carga, mientras que hay algunos países en los que el peso de los costes recae entre la demanda y el productor.

En los siguientes gráficos se recogen los datos que muestran el peso de los costes de acceso a la red soportado por consumidores y generadores. Para los tres países mencionados la mayor parte de los costes de acceso a las redes es imputado a los consumidores. El mayor porcentaje del coste imputado a generadores se observa en España, con una media ligeramente por encima de 0,5 MWh. En Alemania, recordemos que los generadores no soportan ninguna parte del cargo debido al acceso a las redes.

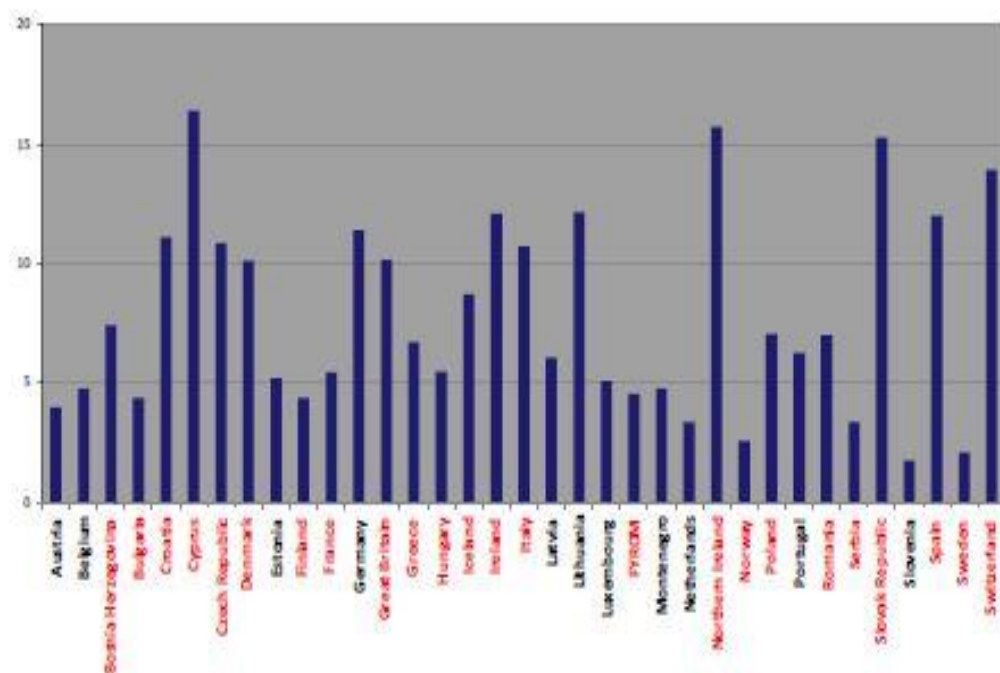


Figura 6.1. Imputación de costes de la tarifa de acceso por países. Consumidores.
Fuente: ENTSO-E 2016.

Euro per MWh

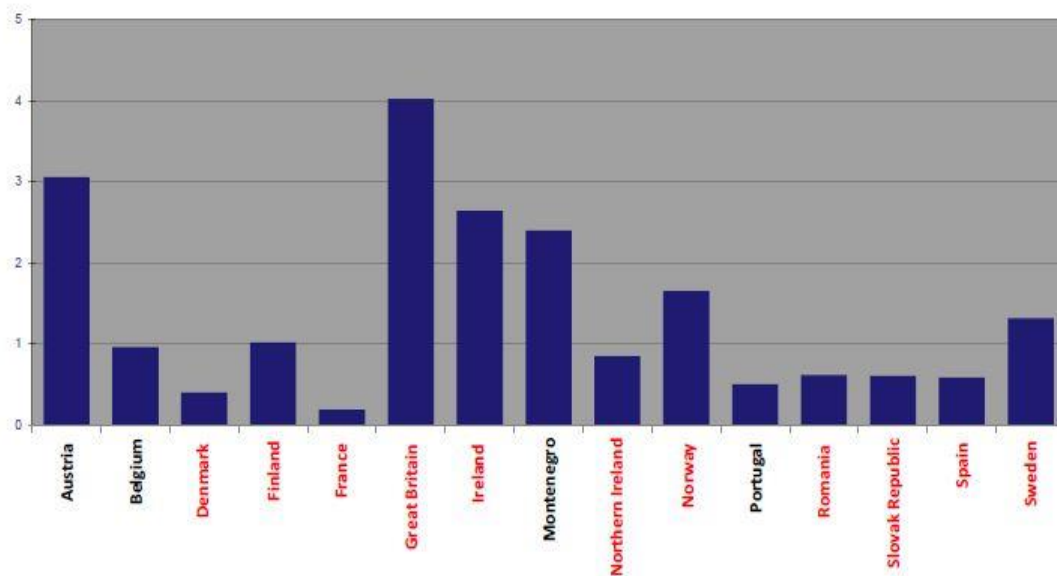


Figura 6.2. Imputación de costes de la tarifa de acceso por países. Generadores. Fuente: ENTSO-E 2016.

6.2.5. Discriminación horaria

En la siguiente tabla se muestran las características de cada país analizado relativo a este concepto. Como se comentó anteriormente, Alemania no presenta discriminación horaria, mientras Francia y España optan por la aplicación de diferentes precios en función del periodo de consumo, proporcionando señales económicas que informan al usuario de aquellos periodos en los que la probabilidad de saturación de las redes es mayor. De forma adicional, cabe comentar que ambos países asignan diferentes precios para tres diferenciaciones horarias, por ejemplo, tres periodos diferentes de peajes de acceso al año (cada 4 meses).

País	Discriminación horaria
Alemania	No
Francia	Sí
España	Sí

Tabla 6.7. Discriminación horaria de la tarifa de acceso. Fuente: ENTSO-E 2016.

Los cargos de peajes de acceso a la red de transporte cambian en función del tiempo de consumo. En el siguiente gráfico se ilustra la influencia de la diferenciación de precios en función de la discriminación horaria sobre el coste medio del acceso a la red.

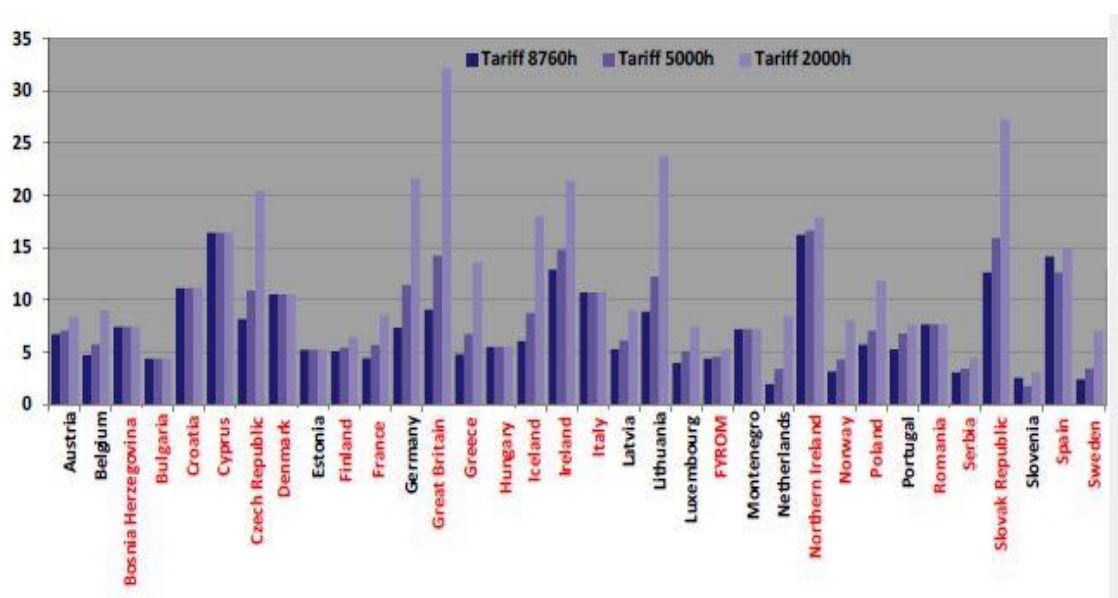


Figura 6.3. Tarifas de acceso a la red clasificadas por tiempo de consumo. Fuente: ENTSO-E 2016.

De la figura puede concluirse que, en aquellos países que emplean discriminación horaria, el precio medio de acceso varía en función de la utilización del suministro. Por otra parte, algunos países europeos no optan por este tipo de discriminación y únicamente tienen en cuenta el término de la energía en la tarifa. Estas naciones poseen un precio medio de acceso uniforme independientemente del tiempo de utilización del suministro. Los ejemplos mostrados en el gráfico son Croacia, Chipre, Bulgaria, Italia, Hungría, Rumanía, Bosnia – Herzegovina y Montenegro. Entre los países analizados, resulta reseñable el menor importe de la tarifa de acceso a la red conforme aumenta el periodo de consumo, dado que estos consumidores suelen disfrutar de exenciones, como es el caso de Alemania.

6.2.6. Discriminación geográfica

Una minoría de países europeos aplica tarifas de acceso a la red de transporte en función de la discriminación geográfica. En el siguiente gráfico se muestra el impacto de este concepto sobre el coste medio del acceso a la red de los países en cuestión: Gran Bretaña, Irlanda, Irlanda del Norte, Noruega, Rumanía y Suecia.

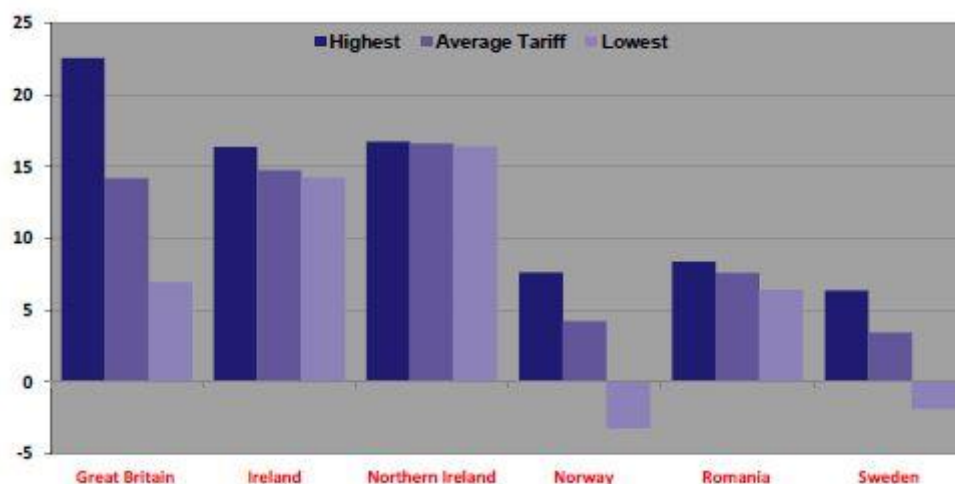


Figura 6.4. Tarifas de acceso a la red con discriminación geográfica. Fuente: ENTSO-E 2016.

Los tres países considerados en el estudio (Alemania, Francia y España) optan por no aplicar discriminación geográfica en las tarifas de acceso a la red. La aplicación de este criterio resulta menos frecuente que la uniformidad territorial, debido, entre otras causas, a su dificultad.

6.3. Tarifas de transporte unitarias en 2016

La figura 6.5 ilustra el desglose de los costes de gestión de la red de transporte (TSO costs), así como el coste de la tarifa de transporte unitaria total (UTT) por países en Europa. Se diferencian las tarifas de transporte por niveles de tensión. En la tarifa de transporte total se incluyen costes no relacionados con actividades de la red.

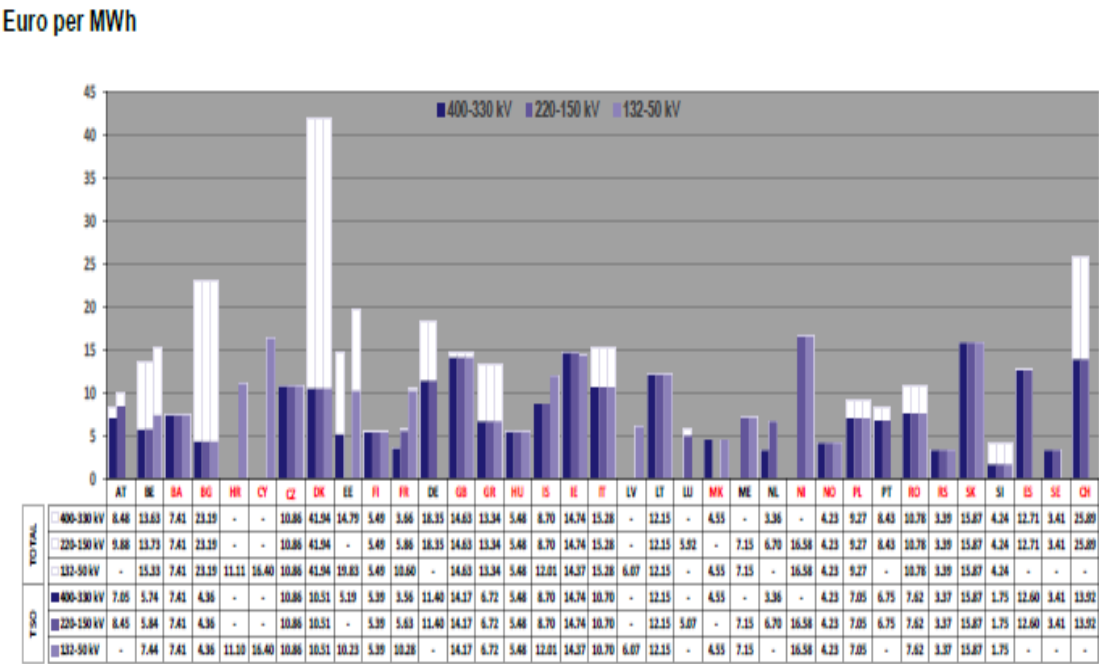


Figura 6.5. Tarifas de acceso a la red en Europa en 2016. Fuente: ENTSO-E 2016.

En la siguiente tabla es posible apreciar de forma simplificada los costes de las tarifas de acceso a la red totales y los costes de esa tarifa dedicados a la gestión de las redes en los tres países analizados. Dado que el estudio del presente TFG se centra en los consumidores industriales conectados a la red de transporte y, como se definirá en el caso práctico posterior (capítulo 7), se recogen los costes asociados a un nivel de tensión de 220 kV.

País	Tarifa de acceso total (€/MWh)	Costes asociados a la gestión de las redes (€/MWh)
Alemania	18,35	11,40
Francia	5,86	5,63
España	12,71	12,60

Tabla 6.8. Tarifas de acceso a la red en Europa en 2016. Fuente: ENTSO-E 2016.

Los costes de redes en los tres países evidencian la disparidad de cargos en términos de gestión de las redes en Europa. Observando los datos relativos a Alemania, es posible ver la gran diferencia entre la parte de las tarifas de acceso a las redes destinada a la gestión de las mismas y la parte dedicada a otros costes no relacionados, que se detallarán posteriormente. Respecto a Francia y Alemania, se observa menor disparidad entre ambos datos. Por otra parte, resulta destacable el hecho de la menor tarifa de acceso a la red en Francia, comparada con Alemania y España.

6.4. Tarifas de transporte unitarias. Costes de gestión de la red

6.4.1. Componentes del coste de gestión de la red de transporte

Se proporciona en el siguiente gráfico el desglose de los diferentes términos que constituyen la tarifa de acceso a la red de transporte dedicados a la gestión de las redes (TSO costs) y su influencia sobre la tarifa: Pérdidas, servicios del sistema y costes de infraestructura de las redes.

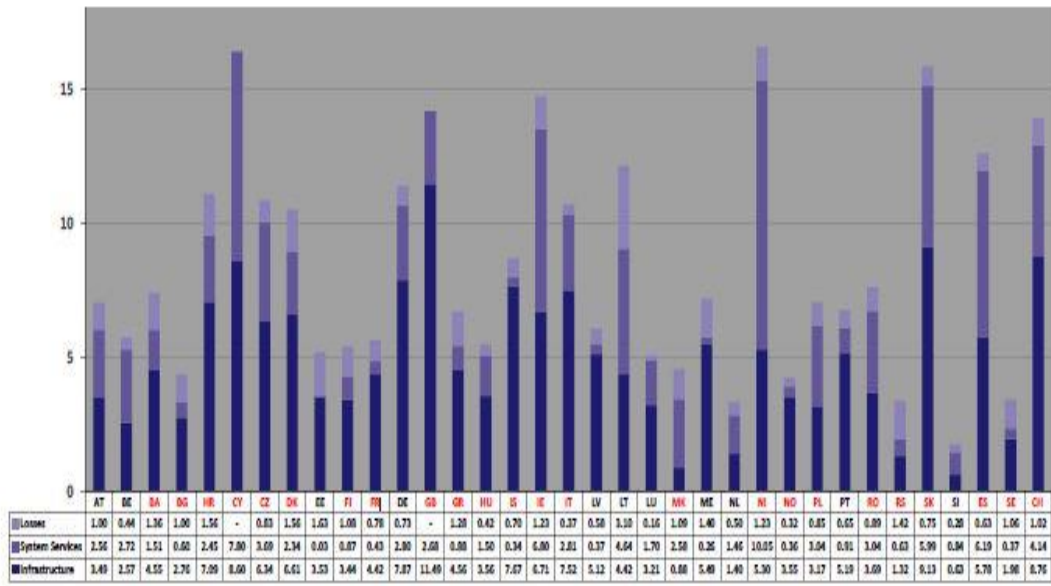


Figura 6.6. Tarifas de acceso a la red desglosadas por componentes 2016. Fuente: ETNSO-E 2016.

Los costes derivados de servicios del sistema y pérdidas se asignan al consumidor. Los costes de servicios del sistema van destinados a sufragar las operaciones en tiempo real necesarias para mantener el balance generación – demanda, mientras que el segundo concepto cubre las pérdidas debidas al transporte de energía.

En este aspecto también encontramos diferencia de aplicación en el ámbito europeo. Mientras la mayoría de países incluyen el coste de pérdidas en las tarifas de acceso y, en menor medida, el coste de servicios de ajuste, otros aplican otras alternativas para financiar estos costes.

Particularizando el análisis en Alemania, Francia y España, se pueden extraer varias conclusiones interesantes. Entre los mencionados, Alemania es el país que presenta un mayor porcentaje de la tarifa de acceso a la red de transporte dedicada al coste de las infraestructuras, mientras que España y Francia presentan resultados similares y reducidos en comparación.

España presenta una singularidad en este aspecto respecto a Alemania y Francia, ya que los costes debidos a servicios de ajuste del sistema y pérdidas no se incluyen en la tarifa de acceso a la red, sino que se recuperan vía precio de la energía. Sin embargo, se incluyen en el análisis debido a razones comparativas y la necesidad de armonización de los peajes.

6.4.2. Evolución de los componentes del coste de gestión de la red de transporte

Las tarifas de acceso a la red de transporte varían a lo largo del tiempo. En la siguiente figura se presenta la evolución de los componentes del peaje de acceso a la red de transporte desde el año 2013 hasta 2016, empleando tasas de diciembre de 2015.

Euro per MWh - Constant Euros of 2015

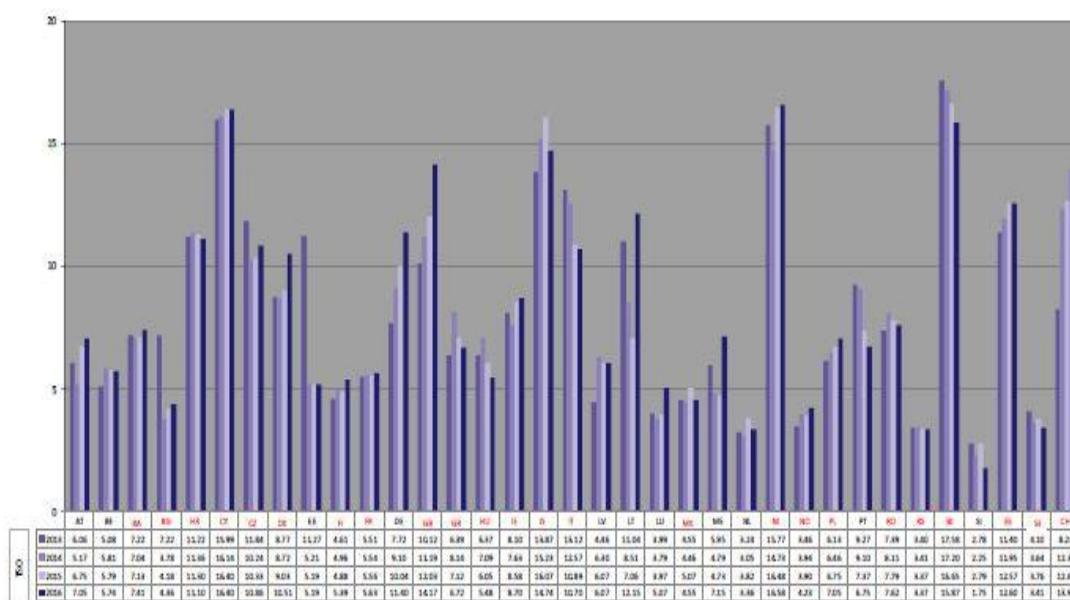


Figura 6.7. Evolución tarifas de acceso relacionadas con actividades de la red. Fuente: ENTSO-E 2016.

Entre los tres países analizados (Francia, Alemania y España) cabe destacar que es el caso español el que presenta un mayor coste de acceso a la red de transporte relacionado con la gestión de la red desde 2013. Sin embargo, este valor se estabiliza en los dos últimos años, al contrario que en el país alemán, donde se aprecia un notable incremento de la tarifa de acceso de la red dedicado a actividades de la red progresivamente desde 2013. Francia presenta menor coste relacionado con la gestión de la red que ambos y se caracteriza por la práctica uniformidad en este período.

6.4.3. Comparación de cargos asociados a pérdidas y servicios del sistema

En este apartado se considera una referencia de los cargos correspondientes a pérdidas y servicios del sistema a fin de establecer una comparación. No obstante, cabe recordar que, mientras Alemania y Francia incluyen estos conceptos en las tarifas de transporte, en el caso español, estos costes son recuperados vía mercado.

En los tres países mencionados, la facturación debido a pérdidas del sistema está por debajo de 1 €/MWh. Respecto a los servicios de ajuste se observa mayor disparidad. En España, el coste debido a servicios del sistema supera los 3 €/MWh. En Alemania, esta tasa se sitúa entre 1 y 3 €/MWh. Finalmente, en Francia, el cargo no supera los 0,5 €/MWh.

Como es posible apreciar en la figura 6.6 y se comentó en el apartado 6.4.1, los costes asociados a los servicios de ajuste del sistema son mayores en España, debido, principalmente a la tasa mencionada. Alemania presenta un nivel intermedio y Francia es el país que menor importe debido a este concepto recauda.

6.5. Tarifas de transporte unitarias. Costes no relacionados con actividades de la red

Numerosos gestores de la red de transporte en Europa recaudan un peaje adicional a sus consumidores por actividades no directamente relacionadas con la gestión de la red. Las regulaciones nacionales o regionales obligan con frecuencia al cobro de estos cargos, que pueden estar incluidas en las tarifas de transporte directamente, como es el caso de España o formar parte de mecanismos de cargo por separado, como ejemplifica la tarifa de acceso alemana y francesa. No obstante, se incluyen en el presente análisis en busca de homogeneizar el cálculo.

Cabe resaltar, que en el posterior caso práctico (capítulo 7) los costes no relacionados con actividades de la red no se tienen en cuenta. Dado que Alemania y Francia incluye estos cargos mediante mecanismos por separado, no se consideran. En el caso español, sí vienen incluidos en las tarifas de acceso a las redes, por lo que será necesario sustraer este coste del coste total de la tarifa.

6.5.1. Costes no relacionados con la gestión de la red de transporte

Generalmente, los costes debidos a actividades no relacionadas con la red de transporte pueden clasificarse en cinco categorías:

- **Mecanismos de apoyo a las energías renovables:** Referidos a costes recuperados a través de peajes de acceso a la red de transporte con el fin de alcanzar los objetivos de apoyo gubernamentales de incrementar la generación renovable. Se emplean para financiar subvenciones a las plantas generadoras con tecnología renovable. Los mecanismos de apoyo a las energías renovables representan el componente más importante de los cargos debidos a actividades no relacionadas con la gestión de la red, como puede apreciarse en la figura 6.8.
- **Mecanismos que no apoyan las energías renovables:** Costes recuperados a través de tarifas de acceso a la red de transporte impulsados para cumplir otros objetivos gubernamentales, tales como la eficiencia energética, subvención de costes o el mantenimiento de la red en zonas rurales etc.
- **Autoridad reguladora nacional/Otras instituciones:** Algunos costes recuperados a través del peaje de acceso a la red de transporte se emplean para financiar actividades del sector regulador u otras instituciones relacionadas con la industria de la energía.
- **Costes ocultos**
- **Otros**

En el siguiente gráfico se aprecia la ocurrencia de los diferentes cargos no relacionados con gestión de la red de transporte en los países miembros de ENTSO-E.

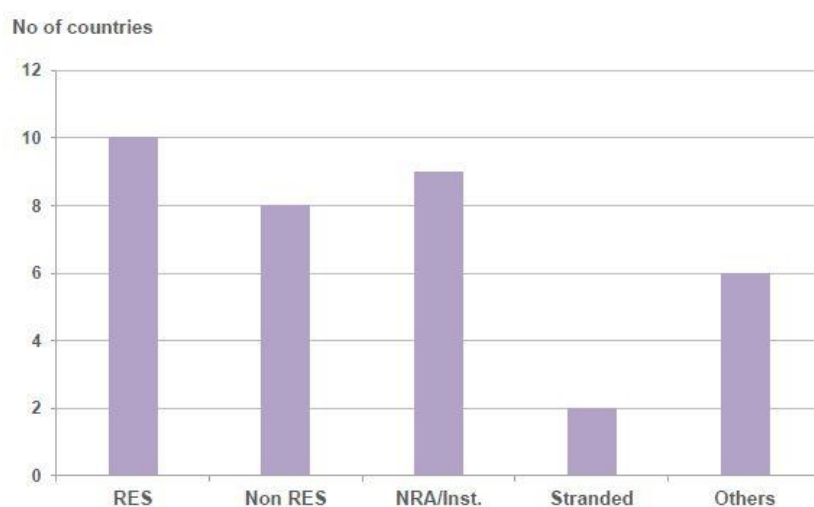


Figura 6.8. Costes no relacionados con la gestión de las redes. Fuente: ENTSO-E 2016.

Como evidencia el gráfico, el coste destinado al apoyo de implantación de tecnologías renovables representa el mayor cargo asignado a los usuarios de la red, ya sea a través del peaje de acceso a la red, o a través de un mecanismo por separado. Como se detallará más adelante, Alemania presenta un elevado porcentaje de la tarifa de transporte unitaria dedicado a financiar las energías renovables, ya que, como se explicó en el capítulo anterior, se trata de un país con una elevada inversión en este tipo de tecnologías y destacado en el mundo.

6.5.2. Evolución de costes no relacionados con la gestión de la red de transporte

Los cargos debidos a actividades no relacionadas con gestión de la red se han incrementado en el total de las tarifas y en el siguiente gráfico se muestra su evolución en los últimos años.

Euro per MWh - Constant Euros of 2015

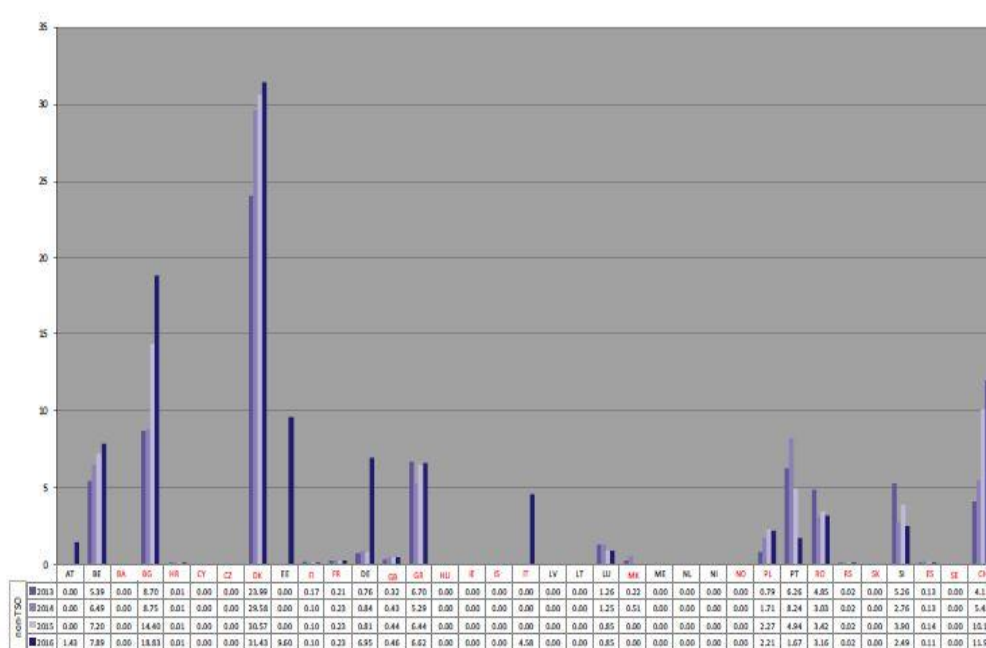


Figura 6.9. Evolución costes no relacionados con gestión de las redes. Fuente: ENTSO-E 2016.

En particular, Francia y España presentan un reducido porcentaje de la tarifa de acceso a la red destinada a financiar cargos no relacionados con su gestión y apenas han sufrido modificaciones desde 2013. Distinta situación ocurre en Alemania, donde se aprecia una mayor proporción de estos costes y se produce un significativo incremento en el año 2016.

Como se ha analizado, un gran porcentaje de costes no dedicados a actividades propias de la red que se incluyen en la tarifa de acceso en Alemania son destinados a financiar el apoyo a las energías renovables. Por tanto, este notable crecimiento de costes no dedicados a actividades de la red en Alemania en los últimos años radica en gran medida en la apuesta por una transición energética hacia un sector eléctrico integrado mayormente por centrales que produzcan energía de origen renovable. No obstante, cabe recordar que, en Alemania, aunque las tarifas de acceso a la red para grandes consumidores sean superiores a otros países y presenten un importe elevado, se aplican exenciones para consumidores que cumplan una serie de requisitos (véase el apartado 5.1.5.), aunque en el análisis ENTSO-E 2016 están exenciones no están consideradas.

6.5.3. Cargos regulados no relacionados con actividades de la red

En algunos países se facturan cargos a través de las tarifas de acceso a la red de transporte no directamente relacionados con actividades de transporte de energía, procedentes de la regulación local o nacional. Estos costes no asociados a los peajes de acceso a la red de transporte difieren en magnitud y pueden ser cargados mediante tarifas de acceso a la red o a través de mecanismos de asignación por separado, como se comentó anteriormente. A continuación, se sintetizan las principales características de los costes no directamente relacionados con la gestión de la red de transporte y los mecanismos en vigor estableciendo una comparación entre los tres países mencionados. Estos componentes se incluyen en el cálculo de la tarifa de transporte unitaria (UTT), a fin de homogeneizar la comparativa.

Alemania

En Alemania es necesario considerar otros conceptos no relacionados con la gestión de la red, bien incorporados en la tarifa de transporte o asignados por separado, como es el caso del apoyo a las energías renovables. El importe debido a este campo son 6,4 €/MWh y es abonado por los consumidores en su totalidad. Se define como un cargo extra relacionado con la conexión de compañías eólicas offshore a la red. El mecanismo de apoyo a las energías renovables en este país, denominado “EEG Umlage” no se contempla como una actividad regulada; por ello, los costes en esta materia no están incluidos en los peajes de transporte facturados por el operador de la red alemán. Se asignan mediante una tasa por separado, la cual contiene actividades no relacionadas con la gestión de la red. El dato proporcionado en este documento es el valor medio para un consumidor industrial privilegiado en Alemania. En este país, el usuario base que incurre en el coste de una tarifa de transporte es considerado un consumidor privilegiado. Como la fijación de precios de cada consumidor se realiza en base a aprobaciones de las instituciones públicas relevantes, la media es la mejor estimación para razones comparativas.

Otros cargos que no incentivan el apoyo a las energías renovables son asignados al consumidor alemán a razón de 0,55 €/MWh. Se trata de un sobrecoste adicional debido a la legislación alemana en materia de fomento de la producción de potencia y calor combinados y de otro cargo extra por costes conforme a la Ordenanza de Regulación de Tarifas de la Red Alemana.

Francia

En Francia se asignan cargos a los consumidores debidos a otros factores no relacionados con la actividad de la red que se detallan a continuación. En 2016, se facturaron 0,23 €/MWh para los consumidores industriales (0 para los distribuidores) debido al complemento CTA. En Francia, en el año 2005, el sistema de pensiones de trabajadores en la industria del gas y la electricidad fue revisado. Para la tarifa de transporte, implicó la creación de la Tarifa de Contribución Adicional (CTA en francés).

Se calcula sobre el término de potencia de la tarifa (parte fija). Todos los consumidores abonan el “CTA”, que no abarca ningún cargo de acceso a la red de transporte.

La orden del 29/12/2005 estableció el porcentaje asignado a la parte fija de la tarifa en un 8,20% por la actividad de transporte. El 26/04/2013 se emitió una orden que incrementó este porcentaje al 10,14%.

España

En el caso español, los costes no relacionados con las actividades propias de gestión de las redes incluidas en la tarifa de acceso engloban los siguientes conceptos: mecanismos que no incentivan el apoyo a energías renovables, costes destinados a las autoridades reguladoras nacionales, tales como la Comisión Nacional de la Energía (CNE), y otros costes, a razón de 0,000052 €/MWh, 0,007789 €/MWh y 0,105264 €/MWh respectivamente en 2016. Los cargos incluidos son los costes de diversificación y seguridad de suministro, los costes permanentes y el déficit de tarifa, asignados todos ellos al consumidor.

En la siguiente tabla se presenta el coste asignado al usuario base considerado y porcentaje de la tarifa de acceso de cada tipo de mecanismo.

Coste	% del peaje de acceso	Cargo al usuario base (€/MWh)
Costes permanentes (costes autoridades reguladoras nacionales)	0,15	0,0078
Costes de diversificación y seguridad del suministro		
➤ Moratoria nuclear	0,00	0,00
➤ Segunda parte del ciclo de combustible nuclear	0,001	0,0001
Déficit de tarifa	2,027	0,1053

Tabla 6.9. Costes no relacionados con actividades de la red en España en 2016. Fuente: ENTSO-E 2016.

Resulta relevante el elevado porcentaje de la tarifa de acceso a la red dedicado a la compensación del déficit de tarifa en nuestro país, en comparación con otros complementos.

6.6. Análisis de otros conceptos

Francia

Este país presenta discriminación horaria en 5 periodos de tiempo para niveles de tensión por debajo de 350 kV. Existen tres tipos de discriminación: verano/invierno, demanda media-horas punta/demanda horas valle-horas punta y demanda de horas punta sólo en enero, febrero y diciembre. Las tarifas para niveles de tensión superiores se basan únicamente en el tiempo de utilización.

Los cargos correspondientes a la tarifa de transporte unitaria (UTT) corresponden a un nivel de tensión entre 150-220 kV.

Los costes no asociados a gestión de la red de transporte se aplican únicamente a consumidores industriales. Una significativa mayoría de consumidores que emplean la red de transporte en Francia (*Réseau de Transport d'Électricité*, RTE) en un periodo entre 4500 y 5500 horas son clientes de distribución que no abonan cargos de peajes de acceso. Algunos consumidores que realizan este uso de la red son clientes industriales. La factura en este caso se calcula para los consumidores industriales.

Existe una componente del peaje de acceso a la red de transporte asignada únicamente a los generadores conectados a unos niveles de tensión entre 150 - 400 kV. No existe una asignación específica de cargos debidos a servicios del sistema o pérdidas mediante otra tarifa.

Alemania

En Alemania, el incentivo a las renovables, cogeneración y residuos, conocido como “EEG Umlage” nunca ha constituido una parte de las actividades reguladas de transporte, no obstante, se incluye en el estudio por razones comparativas. Por tanto, los costes asociados a estas actividades no se incluyen en las tarifas de transporte emitidas por el sistema gestor de la red de transporte germana. Los costes de apoyo a las renovables son asignados por el sistema gestor de la red de transporte alemán a través de un cargo discriminado que no incluye peajes de acceso a la red de transporte.

España

Las pérdidas y los servicios de ajuste en España no se incluyen en el peaje de acceso a la red de transporte. Se facturan mediante el mercado de la energía. Se incluyen en el presente estudio a efectos de armonización de las tarifas.

No es posible diferenciar la tarifa de transporte unitaria española en costes asociados a la red de transporte y cargos no asociados a la red. De acuerdo a la legislación española del sector eléctrico, algunos costes no relacionados con la red de transporte, por ejemplo, aquellos de apoyo a las energías renovables se asignan mediante la tarifa de acceso sin ninguna diferenciación. Por ello, la tarifa de transporte unitaria en España incluye tanto peajes de acceso a la red de transporte como cargos regulados no directamente relacionados con actividades de la red.

Existen dos cargos abonados por los generadores:

- El coste correspondiente al peaje de acceso para generadores (0,5 €/MWh).
- Aquellos productores que dispongan de una capacidad instalada por encima de 1 MW incurrir en una tasa necesaria para financiar las actividades llevadas a cabo por el operador del sistema. Esta tasa varía en función de la capacidad disponible de la instalación.

6.6.1. Tasas debidas a primera conexión a la red

Los tipos de cargos de conexión a la red se caracterizan por costes que deben tenerse en cuenta para calcular el cargo de conexión. Las tasas debidas a la primera conexión a la red se clasifican en:

- Tarifas muy poco profundas: Los costes son facturados vía tarifa, ningún coste es cargado a la entidad que se conecta a la red.
- Tarifas poco profundas: Los usuarios de la red abonan un coste por la instalación necesaria para conectar la nueva infraestructura a la red (líneas, cables y otros equipos requeridos).
- Tarifas complejas o profundas: Tasas bajas además de los costes incurridos debido a todos los tipos de extensiones y refuerzos necesarios en la red para permitir al usuario la conexión.

En este ámbito se definen las características de los tres países estudiados. Francia presenta una tasa de primera conexión a la red de tipo poco profunda. Se opta por no aplicar discriminación geográfica. La conexión se realiza en la subestación con nivel de tensión disponible y viabilidad técnica más cercana. Los productores pagan la totalidad del coste, mientras los consumidores desembolsan el 70% del coste de su conexión principal.

Respecto a Alemania, la tasa aplicada es poco profunda y muy poco profunda, en algunos casos. La asignación de peajes se basa generalmente en costes reales. Los usuarios de la red abonan por su propia línea de conexión y subestación. Los refuerzos técnicos de la red se incluyen en las tarifas de acceso. No existe discriminación según productores, consumidores o distribuidores.

En el caso español se aplica una tarifa poco profunda de primera conexión a la red. Generadores y consumidores pagan un coste por la infraestructura necesaria para la conexión a la red de transporte. Los refuerzos que se derivan de estas nuevas conexiones se incluyen en el Plan Nacional y, por tanto, son asignados en la tarifa de acceso a la red.

6.6.2. Tarifas especiales

En algunos países pueden existir condiciones que requieran la aplicación de tarifas especiales:

- Condiciones de tarifa especial debido a baja utilización de la red (auto producción, segunda conexión debida a situaciones de emergencia, estaciones de bombeo...).
- Condiciones de tarifa especial por elevado consumo (por ejemplo, más de 100 GWh al año).
- Condiciones de tarifa especial para cualquier grupo de usuarios (por ejemplo, para empleos públicos, ejército etc.).

A continuación, se sintetizan las diferentes excepciones a la regla estándar asignadas por el operador de la red de transporte para grupos de usuarios específicos que acceden a la red para los tres países considerados.

Francia

Las condiciones de aplicación de un peaje de acceso a la red no estándar son:

- Tarifa especial por segunda conexión debida a situaciones de emergencia.
- Tarifa especial para consumidores con múltiples ubicaciones. Esta tasa considera un único emplazamiento virtual, sumando todas las cargas de los lugares involucrados, y calculando una cuota anual proporcional a la longitud necesaria de la red para conectar estas áreas.
- Una compañía distribuidora directamente conectada al nivel más bajo de tensión de un transformador perteneciente al gestor de la red de transporte puede hacer uso de la tarifa correspondiente al nivel más elevado de tensión del transformador. Si este distribuidor es propietario del mismo nivel de tensión que las líneas en las que opera el gestor de la red de transporte, se beneficia de un descuento en su tarifa.
- Sobrecarga planeada ocasional de la capacidad contratada: durante el verano, un consumidor puede disfrutar de un descuento en su tarifa durante dos semanas, siempre que el gestor de la red de transporte informe la situación de antemano.
- Los consumidores industriales conectados a la red de transporte pueden beneficiarse de una reducción de su tarifa de acceso a la red desde un 5% hasta un 90%, dependiendo de la demanda (consumo anual, duración de uso durante horas punta frente a horas valle) y de la importancia de la electricidad en sus procesos, el grado de competencia internacional o si cuentan con capacidad de almacenamiento o no.

Alemania

En Alemania, las circunstancias que determinan la aplicación de una tarifa especial son:

- Precio de la potencia mensual: En Alemania se ofrece una cuota mensual en lugar de una tarifa anual, dedicada al pago del término de potencia para aquellos consumidores finales que consumen temporalmente una potencia elevada, potencia reducida o no consumen en el período restante.
- Tarifa individual: Para consumidores finales cuya hora punta de utilización de la carga no coincide con el período de potencia máxima en la red se ofrece una tarifa individual. La tasa individual no puede ser menor que el 20% de la tarifa regular publicada.
- Reducción de la tasa de la red: Existe una reducción de la tasa de la red para consumidores con consumo elevado (industria pesada) que sobrepasan las 7000 horas de carga completa al año y los 10 GWh. En función de las horas plena carga, la tasa de la red debe ser al menos 10, 15 o 20 % de la tarifa normal de la red.

- Exención de la tasa de red: Una exención en la tasa de la red es posible para estaciones de potencia de almacenamiento de bombas durante 10 años si la cantidad de energía almacenada se incrementa un 5% como mínimo.

El acuerdo de tarifas individuales y reducción de la tasa de red y exención requiere la aprobación del gestor de la red de transporte.

España

Existe una tarifa de acceso especial para centrales hidroeléctricas de bombeo con infraestructuras de almacenamiento. Esta tasa corresponde a la tarifa de acceso normal por generación (0,5 €/MWh) multiplicada por un factor corrector que tiene en cuenta la producción de electricidad y la energía consumida durante el proceso de bombeo. La expresión es la siguiente:

$$\text{Tarifa de Acceso por Almacenamiento Hidroeléctrico} = \text{Tarifa de Acceso para generadores} * [E_{pt} + (E_b * (1 - r))].$$

E_{pt} identifica la producción total de energía que alimenta al sistema; E_b indica la energía consumida durante el bombeo por uso exclusivo de generación de electricidad y r es la eficiencia de la infraestructura de almacenamiento, que debe ser establecida con un valor de 0,7. (Real Decreto 1544/2011).

6.6.3. Tratamiento de consumidores finales vs operadores de la red de distribución

Desde el punto de vista del gestor de la red de transporte, los consumidores finales y los operadores de las redes de distribución representan cargas del sistema.

Pueden establecerse distintas tarifas, procedimientos de cálculo de costes o reglas de liquidación para consumidores finales y gestores de la red de distribución. Algunos factores que explican la diferencia de trato de ambas cargas pueden ser el volumen de carga de un usuario de la red, el número de puntos de conexión a la red de transporte, las condiciones que determinan la configuración de la red y el programa de cooperación entre gestores de redes de distribución y gestor de la red de transporte.

En este apartado se van a evaluar los principales criterios que caracterizan las diferencias en los mecanismos de asignación de costes para consumidores finales y operadores de las redes de distribución en los tres países comparados.

En Alemania y España, el usuario final y el gestor de la red de distribución son tratados con características similares por parte del gestor de la red de transporte.

En Francia, el usuario final y el operador de la red de distribución presentan un tratamiento diferente de asignación por parte del gestor de la red. Estas desigualdades se manifiestan en:

- Un gestor de la red de distribución directamente conectado al nivel más bajo de un transformador perteneciente a la red de transporte puede hacer uso de la tarifa correspondiente al nivel más alto de este transformador, como se recalcó en el apartado anterior.
- Los gestores de las redes de distribución pueden beneficiarse de un descuento en su capacidad de sobrecarga si las temperaturas reales son muy reducidas en comparación a las temperaturas medias.
- Los gestores de las redes de distribución que poseen líneas del mismo nivel de tensión que las líneas de la red de transporte a las que están conectadas pueden disfrutar de un descuento.

6.6.4. Complemento por energía reactiva

El fin de este concepto consiste en la penalización económica por el consumo de energía reactiva. Un consumo de energía reactiva implica tener en cuenta un mayor dimensionado de la red si el flujo de potencia activa transportada es igual. La energía reactiva debe inyectarse o consumirse en el punto de generación o consumo, tratando de evitar su transporte.

En algunos países europeos, se aplican cargos debidos al consumo de energía reactiva. Los aranceles pueden aplicarse por cada MVarh medido o únicamente bajo condiciones predefinidas.

Existen dos programas de asignación de cargos por energía reactiva:

- Tarifa reactiva: Una tasa regular es asignada por cada MVarh de energía reactiva producida y/o consumida.
- Penalización: Los cargos asociados a la producción o consumo de energía reactiva se aplican únicamente bajo condiciones predeterminadas. Un ejemplo puede ser el exceso de energía reactiva alimentada a la red durante un periodo de niveles de exceso de $\cos \varphi$ o $\tan \varphi$.

Se puede visualizar en la siguiente tabla un resumen de los principales aspectos que definen los mecanismos de asignación de tasas de acceso a la red de transporte debido a energía reactiva.

País	Tarifa reactiva	Penalización	Cuantía/Condiciones de aplicación						
Francia	No	Sí	<p>Si energía reactiva/energía activa ($\text{tg } \varphi$) > 0,4 por cada punto de conexión desde el 01/11 hasta el 31/03 (de lunes a sábados desde las 6h hasta las 22h):</p> <p>- 1,34 c€/kVArh se asigna a consumidores de 500-350 kV</p> <p>- 1,43 c€/kVArh se asigna a consumidores de 350-130 kV</p> <p>- 1,61 c€/kVArh se asigna a consumidores de 130-50 kV (estos valores se aplican desde el 01/08/2015 hasta el 31/07/2016).</p> <p>Los consumidores que poseen tarifas con discriminación horaria tienen que abonar únicamente por su $\text{tg } \varphi$ si es mayor de 0,4 durante horas punta y horas semi-punta en invierno.</p>						
Alemania	Sí	Sí	<p>Los programas de asignación de tasas por energía reactiva no se aplican por igual debido a diferentes acuerdos de contrato entre el gestor de la red de transporte y los consumidores. En ciertas situaciones se asignan cargos a los clientes por uso de potencia reactiva (hasta 9,20 €/MVArh). Se reembolsa a las plantas de potencia por el suministro de potencia reactiva.</p>						
España	Sí	Sí	<p>Se aplica un coste en €/MVArh por el consumo de energía reactiva que exceda el 33% del consumo de energía activa. Asignable a consumidores conectados por encima de 1 kV.</p> <p>El cargo es el siguiente para todos los periodos de tarifa, con algunas excepciones:</p> <table><tr><td>$\cos f$</td><td>€/kVArh</td></tr><tr><td>$0,8 \leq \cos f < 0,95$</td><td>0,041554</td></tr><tr><td>$\cos f < 0,8$</td><td>0,062332</td></tr></table> <p>(Orden IET/3586/2011).</p>	$\cos f$	€/kVArh	$0,8 \leq \cos f < 0,95$	0,041554	$\cos f < 0,8$	0,062332
$\cos f$	€/kVArh								
$0,8 \leq \cos f < 0,95$	0,041554								
$\cos f < 0,8$	0,062332								

Tabla 6.10. Complemento por energía reactiva en las tarifas de acceso a la red. Fuente: ENTSO-E 2016.

6.6.5. Flujos en la red por aplicación de las tarifas de transporte

En ciertas situaciones es posible encontrar un generador y una carga conectados al mismo punto de la red. Estos casos particulares deben abordarse de forma diferente en la liquidación de tarifas de transporte.

Un ejemplo de estos casos es la conexión de unidades de generación térmicas, donde el flujo de energía puede producirse en ambas direcciones – inyección de energía a la red durante la operación normal de producción, y extracción de energía de la red durante el régimen de preparación para la generación.

Otro posible ejemplo se da cuando un usuario de la red posee generación y otro consumidor por separado está conectado a la misma barra de distribución, actuando como punto de unión. En este caso, la energía puede fluir desde el usuario productor hasta el usuario consumidor mediante las barras de distribución de la subestación, sin penetrar realmente en la red.

País	Sólo se considera la generación	Sólo se considera la carga	Generación y carga se tratan por separado	Se considera el flujo entre generación y carga y se aplica la tarifa correspondiente al valor predominante	Tiempo empleado para el flujo (min)	Estos casos no existen o no se permiten en la red
Francia				X	10 min	
Alemania		X				
España			X			

Tabla 6.11. Flujos en la red por aplicación de las tarifas de acceso. Fuente: ENTSO-E 2016.

CAPÍTULO 7. TARIFAS DE ACCESO A LA RED. CASOS PRÁCTICOS

En este apartado se llevará a cabo la elaboración de dos casos prácticos diferentes, con el objetivo de ilustrar de forma analítica las principales diferencias entre las tarifas de acceso de los tres países. El primer caso práctico estará basado en las hipótesis definidas en el documento ENTSO-E 2016, [28]. El segundo estudio se centrará en la realización de un cálculo de las tarifas de acceso en los tres países analizados a partir de los componentes de las tarifas, definidos ya en el primer caso, para diferentes tipos de consumidor industrial.

7.1. Desarrollo de aplicación informática

Para la realización del estudio cuantitativo de las tarifas de acceso a la red de transporte de energía eléctrica en cada uno de los tres países, se ha implementado una aplicación informática, basada en una hoja de cálculo en el programa Microsoft Excel.

El desarrollo consiste en la presentación de los diferentes componentes que integran la tarifa de cada uno de los países para el nivel de tensión seleccionado (220 kV) en el año 2016. Estos datos han sido recabados de los operadores de la red de transporte en Alemania y Francia respectivamente, y del BOE en el caso español. Una vez recopilados los datos de partida, se ha elaborado un perfil de consumidor, definido a partir de su potencia contratada, horas de utilización al año y factor de simultaneidad (definido más adelante).

Empleando los términos de potencia y energía de los peajes de acceso y las características del consumidor, es posible hallar el coste medio de acceso a la red de transporte en los tres países citados en 2016 para diversos tipos de consumidor, conectado a la red de transporte de 220 kV.

En el caso de Alemania y Francia, como se comentó en el capítulo anterior, los costes no relacionados con actividades en la red se facturan mediante otros mecanismos y se incluyen en el análisis anterior (capítulo 7) a fin de armonización. Sin embargo, los peajes de acceso a la red en el presente capítulo únicamente incluyen cargos relacionados con la gestión de las redes, a efectos de facilitar la armonización de la comparativa. En el caso español, dado que los peajes de acceso a las redes incluyen conceptos no relacionados con la gestión de éstas, será necesario identificar estos costes y sustraerlos de la tarifa de acceso total.

7.2. Caso práctico 1. Documento ENTSO-E 2016.

Se realizará un análisis cuantitativo de las tarifas de acceso a la red de transporte de España, Francia y Alemania. El objetivo de este análisis es la obtención del coste medio de acceso a la red de transporte en cada país, a partir de las hipótesis definidas en [28].

La metodología consiste en el cálculo de las tarifas de acceso, sin considerar los costes no relacionados con la gestión de las redes, empleando los datos obtenidos de cada país y considerando las partidas de costes consideradas en [28], a fin de obtener un resultado similar al del documento y homogeneizar el estudio. Para ello se recurre a las hipótesis del consumidor base definido en este apartado, las cuales se recuerdan a continuación [28]:

- Potencia máxima demandada: 40 MW.
- El consumidor se encuentra conectado a la red de 220 kV
- Tiempo de consumo: 5000h de utilización de la tarifa que incluye las horas de los días laborables.

El consumidor en cuestión se designa con la letra “A”, mientras se establece la comparativa con los datos propuestos (estimados) con el documento [28], denominado consumidor ENTSO – E 2016.

España

Para el cálculo de la tarifa de transporte unitaria (UTT) en España en [28] se incluyen cargos con el fin de homogeneizar la comparativa que, sin embargo, no forman parte de la tarifa de acceso a la red en España. Estos cargos son los servicios complementarios y pérdidas en la red, recuperados vía mercado, y el servicio de interrumpibilidad.

Para realizar el cálculo de la tarifa de acceso en España con las hipótesis definidas se hace uso de los términos de potencia y energía del peaje de acceso a la red 6.4 ($U \geq 145 \text{ kV}$) para 2016 (capítulo 4). Por otra parte, como la utilización de la tarifa incluye los días laborables, se emplean los periodos comprendidos del 1 al 5, y el resto de horas se cubren con el periodo 6, puesto que éste incluye las horas de fin de semana y festivo nacional. Con los requisitos expuestos, se confecciona la siguiente tabla:

Tarifa de acceso a la red de transporte en España 2016							
Periodo	Horas	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Te (€/MWh)	Te (€)	Tp (€/kW)	Tp (€)
P1	631	40	25240	8,465	213656,6	13,706285	548251,4
P2	876	40	35040	7,022	246050,88	6,859077	274363,08
P3	448	40	17920	4,025	72128	5,019707	200788,28
P4	474	40	18960	2,285	43323,6	5,019707	200788,28
P5	1019	40	40760	1,475	60121	5,019707	200788,28
P6	1552	40	62080	1,018	63197,44	2,290315	91612,6
Total			200000		698477,52		1516591,9

Tabla 7.1. Tarifa de acceso a la red de transporte en España en 2016. Fuente: Elaboración propia.

Para obtener el coste medio de acceso a las redes para el consumidor definido basta con sumar los términos de potencia y energía obtenidos (valorados en €) y dividir el resultado por la energía consumida por el usuario, en este caso 200000 MWh al año. De este modo, se obtiene un coste medio de acceso a la red de transporte en España de 11,075 €/MWh.

Las tarifas de acceso a la red en España incluyen los siguientes conceptos, clasificados según la metodología del documento ENTSO (Costes destinados a la gestión de las redes y costes no relacionados con la actividad de la red). Por tanto, el coste medio de acceso calculado se destina a financiar todas las partidas siguientes.

Tarifas de acceso a la red en España	Costes de gestión de las redes (TSO costs)	Costes de la red de transporte
		Costes de la red de distribución
	Cargos no relacionados con la red de transporte (Non TSO costs)	Déficit tarifario
		Costes permanentes
		Costes de diversificación y seguridad de suministro
		Retribución RECORE
		Retribución SNP

Tabla 7.2. Tarifa de acceso a la red de transporte en España en 2016. Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 7.3 se presentan las partidas de costes anteriores consideradas por [28] como parte de la tarifa de transporte unitaria (UTT) en España.

Tarifa de transporte unitaria en España (UTT)	Costes de gestión de las redes (TSO costs)	Costes de la red de transporte
		Costes de la red de distribución
		Servicios complementarios
		Pérdidas
		Servicio de interrumpibilidad
	Cargos no relacionados con la red de transporte (Non TSO costs)	Déficit tarifario
		Costes permanentes
		Costes de diversificación y seguridad de suministro

Tabla 7.3. Tarifa de transporte unitaria (UTT) en España. Fuente: ENTSO-E 2016.

Respecto a los costes de gestión de las redes, la principal diferencia radica en la inclusión en [28] de los servicios complementarios, las pérdidas del sistema y el servicio de interrumpibilidad como parte de las tarifas de acceso a efectos comparativos. Cabe recordar que estos conceptos no están incluidos en la tarifa de acceso española realmente, son recuperados vía mercado de la energía.

Por ello, con el fin de obtener un resultado similar al valor de la tarifa de acceso a la red en España proporcionado por [28], resulta necesario sumar estos conceptos al coste medio de acceso a la red para el consumidor base considerado. En la siguiente figura se presentan los costes debidos a servicios del sistema (SS.CC) y servicio de interrumpibilidad en 2016 [12].

Componente	c€/kWh			
	2013	2014	2015	Últimos 12 meses. Oct 2015 - sep 2016
Tarifa de acceso	0,85	0,90	0,89	0,89
Pagos por capacidad	0,19	0,23	0,20	0,12
Coste de la energía	4,91	4,84	5,74	4,45
Mercado Diario	4,32	4,24	5,07	3,87
SS.CC	0,59	0,60	0,47	0,39
S. Interrumpibilidad			0,19	0,20
Cuota OS	0,007	0,011	0,011	0,011
Cuota OMIE	0,002	0,003	0,003	0,003
Total	5,97	5,99	6,84	5,48

Figura 7.1. Precio final de la energía para el peaje 6.4. Fuente: Boletín de indicadores eléctricos enero 2017. CNMC.

Como se puede apreciar, se presenta un valor medio de coste para los servicios complementarios (SS.CC) desde octubre de 2015 a septiembre de 2016. Resulta un valor de 3,9 €/MWh realizando la conversión correspondiente. Respecto a los costes asociados a las pérdidas en la red, se considera un dato de 0,63 €/MWh (valor proporcionado en [28] en 2016). El servicio de interrumpibilidad en 2016 asciende a un coste de 2 €/MWh.

Relativo los costes no relacionados con las redes, se aprecia que, de todos los cargos listados en la tabla 7.2, [28] únicamente incluye el déficit tarifario, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de suministro. No están recogidos en el informe las primas a las energías renovables (retribución RECORE) y la retribución de los sistemas no peninsulares (SNP). Por ello, resulta necesario restar la contribución RECORE y la retribución a los SNP del coste medio de acceso calculado anteriormente, con el fin de obtener un resultado homogéneo con los costes considerados en [28]. En la siguiente figura se observa el dato de estos conceptos para 2016. Cabe mencionar que la figura 7.2 se obtiene del boletín de indicadores eléctricos de la CNMC de enero 2017. La figura 7.3 corresponde al boletín de marzo de 2017.

Como se aprecia en ambas tablas, la retribución de sistemas no peninsulares se incluye en la figura 7.3; en la figura 7.2 este concepto está incluido en costes permanentes. Por ello, se toma el valor del 4,3% de la tarifa de acceso a la red para la retribución de sistemas no peninsulares.

	2015		2016		16 s/15
	Miles de €	%	Miles de €	%	
Transporte	1.712.124	9,9	1.764.429	10,3	3,1
Distribución (1)	4.984.764	28,8	5.023.799	29,3	0,8
Gestión Comercial	56.700	0,3	56.700	0,3	
Sistema de interrumpibilidad SNP (2)			8.300	0,0	
Diversificación y seguridad del abastecimiento	35.898	0,2	140	0,0	-99,6
Retribución Especifica RECORE (3)	6.980.000	40,4	6.726.000	39,2	-3,6
Costes Permanentes (4)	1.098.831	6,4	761.598	4,4	-30,7
Déficit de Años anteriores	2.927.649	16,9	2.871.904	16,8	-1,9
Otros Costes(+)/Ingresos(-) liquidables (5)	-514.938	-3,0	-68.055	-0,4	-86,8
Total	17.281.028	100	17.144.815	100	-0,8

Figura 7.2. Costes de acceso a la red para el peaje 6.4. Fuente: Boletín de indicadores eléctricos enero 2017. CNMC.

	2016		2017		17 s/16
	Miles de €	%	Miles de €	%	
Coste Transporte	1.764.429	10,3	1.735.090	10,0	-1,7
Coste Distribución	5.080.499	29,6	5.157.776	29,9	1,5
Retribución Especifica RECORE ⁽¹⁾	6.726.000	39,2	6.987.080	40,4	3,9
Retribución sistemas no peninsulares ⁽²⁾	740.632	4,3	740.632	4,3	
Servicio de interrumpibilidad	8.300	0,0	8.300	0,0	
Cuotas ⁽³⁾	21.106	0,1	20.649	0,1	-2,2
Anualidades déficit actividades reguladas	2.871.904	16,8	2.838.359	16,4	-1,2
Otros Costes(+)/Ingresos(-) liquidables ⁽⁴⁾	-68.055	-0,4	-210.062	-1,2	208,7
Total	17.144.815	100	17.277.824	100	0,8

Figura 7.3. Costes de acceso a la red para el peaje 6.4. Fuente: Boletín de indicadores eléctricos marzo 2017. CNMC.

Para obtener el coste de la retribución RECORE y la compensación a los sistemas no peninsulares basta con calcular el 39,2% y el 4,3% del precio medio de acceso a la red calculado anteriormente.

De esta forma, se simplifica en la siguiente tabla y ecuación los cálculos realizados a fin de equiparar los costes incluidos en la tarifa de acceso española y el análisis del caso español en [28].

Cálculo tarifa de acceso a la red de transporte en España 2016 (€/MWh)	
Coste medio de acceso	11,075
Servicios complementarios	3,9
Pérdidas	0,63
Servicio de Interrumpibilidad	2
Retribución RECORE	4,34
Retribución sistemas no peninsulares	0,476

Tabla 7.4. Cálculo de la tarifa de acceso a la red en España en 2016. Fuente: Elaboración propia.

Tarifa de acceso

$$\begin{aligned}
 &= \text{Coste medio acceso} + SS.CC + \text{Pérdidas} \\
 &+ S.\text{Interrumpibilidad} - R.RECORE - \text{Retribución SNP}
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

Se obtiene, de este modo, un coste medio de acceso a la red de transporte de 12,79 €/MWh. Según [28], este coste asciende a 12,71 €/MWh. Como se puede apreciar, la diferencia entre ambos resultados es mínima, con un error inferior al 0,7%. Esta mínima diferencia se explica debido al empleo en el presente TFG de costes prácticamente definitivos para 2016, mientras que [28] hace uso de estimaciones para proporcionar las diferentes partidas de costes.

Alemania

En el capítulo 5 se presentó de forma detallada el desglose de la tarifa de acceso a las redes en Alemania. Estas tarifas se clasifican, principalmente, según horas de utilización de la red, nivel de tensión del usuario y potencia contratada. El usuario base definido según las hipótesis de [28] corresponde a un nivel de tensión de 220 kV, 5000 h de consumo y 40 MW de potencia contratada.

Cabe recordar que, en Alemania, las tarifas de acceso han sido definidas por cada gestor de la red y transportista. Con el objetivo de simplificar el cálculo, en este apartado se calcula el valor medio del coste medio de acceso a la red de transporte facturado por cada operador (existen 4 operadores).

Así, haciendo uso de los datos expuestos en el apartado 5.1.4, se confecciona la siguiente tabla, que proporciona el coste medio de acceso a la red de transporte en Alemania en 2016 para el consumidor base definido. Dado que el fin es comparar el resultado con el proporcionado por [28], no se consideran exenciones en la tarifa para este consumidor, como contempla [28]. Se establece la comparativa entre los costes asociados a la gestión de las redes (TSO costs) de [28] y el presente cálculo, ya que, otros conceptos no relacionados se facturan mediante otros mecanismos.

Tarifas de acceso a la red en Alemania 2016					
Horas de utilización	> 2500 horas al año				
Nivel de tensión	Muy alta tensión (380 o 220 kV)				
Operador de red	50 Hertz	AMPRION	TransnetBW	Tennet	Media
Término de potencia (€/kW)	60,08	32,83	48,94	58,04	
Término de energía (ct/kWh)	0,25	0,225	0,13	0,12	
Exención	1				
Total Consumidor A (€/MWh)	14,516	8,816	11,088	12,808	11,807
Total consumidor ENTSO (TSO costs) (€/MWh)					11,4

Tabla 7.5. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016. Fuente: Elaboración propia.

La tabla muestra el valor del coste medio de la tarifa de acceso en Alemania en 2016 dedicado a costes de gestión de la red (TSO costs) elaborado por [28]. La comparación de ambos resultados desprende una similitud notable, con un error inferior al 4 %. Al igual que se explicó en el caso de España, esta ligera diferencia se debe al uso de términos definitivos de 2016 facturados por los gestores de la red en lugar de estimaciones, como es el caso de [28].

Francia

Por último, se realiza el cálculo de la tarifa de acceso a la red de transporte en Francia para el consumidor base definido por el informe ENTSO 2016, haciendo uso de los componentes de la tarifa en Francia (TURPE 4), definidos en el capítulo 5. Al igual que en el caso de Francia, no se consideran los costes no relacionados con la gestión de las redes, ya que la tarifa de acceso en Francia no incluye generalmente estos conceptos (se facturan mediante otros mecanismos). Por ello, se recurre a la partida de costes relacionados con la gestión de las redes en [28] para establecer la comparativa con el caso práctico.

Con los requisitos expuestos, se elabora la siguiente tabla de cálculo, presentando, como en el caso anterior, el coste medio de acceso a la red de transporte obtenido por [28] para Francia, destinado a sufragar los costes de gestión de la red (TSO costs).

Cabe mencionar que se ha considerado una tasa de utilización de la tarifa muy alta, en base a establecer una comparativa realista. De este modo, el término fijo del componente de suministro asciende a 14,77 €/kW. El término variable se halla a través de las expresiones detalladas en el apartado 5.2.4 (asignación de costes de red en Francia). El resto de parámetros empleados en el cálculo también se presentaron en este apartado.

Tarifa de acceso a la red en Francia 2016		
Componente de suministro	Término fijo (€/kW)	14,77
	Término variable (€/MWh)	2,8
Componente de gestión (€/año)		5,754
Componente de medición (€/año)		8080,65
Total consumidor A		5,7944
Total consumidor ENTSO (TSO costs) (€/MWh)		5,63

Tabla 7.6. Tarifa de acceso a la red en Francia en 2016. Fuente: ENTSO-E 2016.

Como ocurre en los casos de España y Alemania, se obtienen valores medios de la tarifa de acceso a la red de transporte muy similares, con un error inferior al 3%, debido a las razones expuestas anteriormente.

7.3. Caso práctico 2

7.3.1. Casos de estudio. Perfil del consumidor

En este apartado se abordan diferentes casos prácticos de peajes de acceso a la red de transporte para grandes consumidores industriales en los tres países analizados: Alemania, Francia y España. Posteriormente, se establece una comparativa entre los resultados obtenidos.

Los grandes consumidores industriales en España están acogidos a las tarifas de acceso 6.X (tarifas de alta tensión). Para los usuarios conectados a la red de transporte (400 o 220 kV) es necesario focalizar el estudio en el peaje 6.4 en España, concentrando este nivel de tensión para Alemania y Francia.

Para este tipo de tarifas, se fijan dos casos a analizar: usuarios cuyo consumo de energía alcanza los 500 GWh al año y el segundo perfil, en el cual el consumo se fija en 1000 GWh al año de energía eléctrica. Ambos usuarios están conectados a la red de transporte de 220 kV. En la siguiente tabla se ilustra la caracterización de los consumidores a modo de resumen.

Características de los consumidores		
Consumidor	Nivel de tensión de la red	Energía anual consumida
Tipo 1	220 kV	500 GWh
Tipo 2	220 kV	1000 GWh

Tabla 7.7. Caracterización de los consumidores. Caso práctico. Fuente: Elaboración personal.

Cada consumidor se clasifica en función de su perfil de consumo (plano o modular). De este modo, los consumidores que presentan un perfil de consumo plano requieren la misma cantidad de potencia independientemente del periodo del día o del año en el que se encuentre. Los consumidores con perfil de consumo modular se ajustan a los diferentes periodos tarifarios. Su consumo es menor en horas punta (periodo P1), donde la energía generalmente es más cara, y aumenta en las horas valle (periodo P6), donde la energía suele ser más económica. En Alemania y Francia no hay tarifas horarias, por tanto, se emplea únicamente el perfil de consumo plano. Para España se evalúan ambos tipos de perfiles.

Con el fin de establecer una comparativa lo más ajustada a la realidad posible, se ha especificado un factor de simultaneidad para hallar la potencia consumida en cada periodo tarifario. Este factor se define como el cociente entre las horas reales de consumo de energía y las horas totales que presenta el periodo en cuestión (FS). El producto de las horas totales del año (8760) y el factor de simultaneidad proporciona las horas de consumo de energía eléctrica al año.

De este modo, la energía anual consumida por cada consumidor se halla mediante la siguiente expresión:

$$E_{anual} = P_{contratada} \cdot Horas\ totales \cdot FS \quad (14)$$

Se evalúan los distintos casos prácticos para el perfil de consumo plano en los tres países mencionados y, posteriormente, se realiza el cálculo de la tarifa de acceso para un perfil de consumo modular en España.

7.3.2. Perfil de consumo plano

En la siguiente tabla se especifica el factor de simultaneidad definido para el perfil de consumo plano en ambos tipos de consumidor. Para el caso de España, este factor es el mismo para todos los periodos tarifarios de la tarifa 6.4.

Consumidor	Energía consumida al año (GWh)	Potencia demandada (MW)	Factor de simultaneidad	Horas de consumo anuales
Tipo 1	500	71,4	0,8	7008
Tipo 2	1000	127	0,9	7884

Tabla 7.8. Caracterización de los consumidores. Perfil de consumo plano. Fuente: Elaboración personal.

Alemania

Para calcular las tarifas de acceso a la red de transporte en Alemania es necesario conocer los términos de potencia y energía publicados por cada operador de red. Cabe recordar que estos datos fueron recogidos en el apartado 5.1.4 del presente proyecto.

Por otra parte, como se detalló en el apartado 5.1.4, si el consumo de energía eléctrica anual es superior a 10 GWh, pueden aplicarse significativas exenciones en los peajes de acceso a la red, que varían en función de las horas de utilización al año. En concreto, para el consumidor tipo 1 (500 GWh y 7008 h anuales de consumo), la exención máxima en la tarifa es del 80%. Para el consumidor tipo 2 (1000 GWh de consumo y 7884 h de consumo), la reducción máxima es del 85%.

Se lleva a cabo un doble cálculo partiendo de los mismos datos, en el cual únicamente se modifica el porcentaje de reducción aplicado a la tarifa. En el primer caso se supone que ambos consumidores están exentos de reducciones, debiendo abonar la totalidad del importe de la tarifa. En el segundo cálculo se presenta la tarifa de acceso a la red para ambos consumidores suponiendo una exención del 60%, a efectos de proporcionar un resultado lo más estandarizado posible.

Tarifas de acceso a la red en Alemania 2016 sin exención				
Horas de utilización	> 2500 horas al año			
Nivel de tensión	Muy alta tensión (380 o 220 kV)			
Operador de red	50 Hertz	AMPRIION	TransnetBW	Tennet
Término de potencia (€/kW)	60,08	32,83	48,94	58,04
Término de energía (ct/kWh)	0,25	0,225	0,13	0,12
Exención	0			
Total Consumidor 1 (€/MWh)	11,079424	6,938124	8,288632	9,488112
Total Consumidor 2 (€/MWh)	10,13016	6,41941	7,51538	8,57108

Tabla 7.9. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016 sin exención. Fuente: Elaboración personal.

En la siguiente tabla se recoge el cálculo de las tarifas de acceso a la red en Alemania diferenciada por cada operador de la red, suponiendo una exención del 60%.

Tarifas de acceso a la red en Alemania 2016 con exención				
Horas de utilización	> 2500 horas al año			
Nivel de tensión	Muy alta tensión (380 o 220 kV)			
Operador de red	50 Hertz	AMPRION	TransnetBW	Tennet
Término de potencia (€/kW)	60,08	32,83	48,94	58,04
Término de energía (ct/kWh)	0,25	0,225	0,13	0,12
Exención	0,6			
Total Consumidor 1 (€/MWh)	4,4317696	2,7752496	3,3154528	3,7952448
Total Consumidor 2 (€/MWh)	4,052064	2,567764	3,006152	3,428432

Tabla 7.10. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016 con exención. Fuente: Elaboración personal.

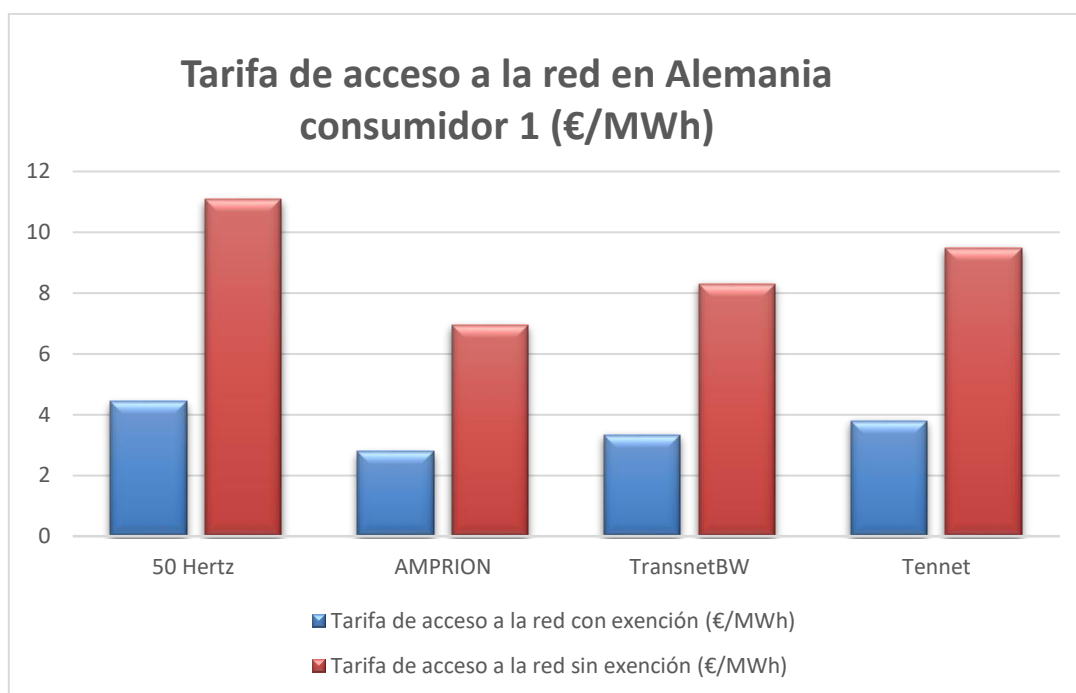


Figura 7.4. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016. Consumidor 1. Fuente: Elaboración personal.

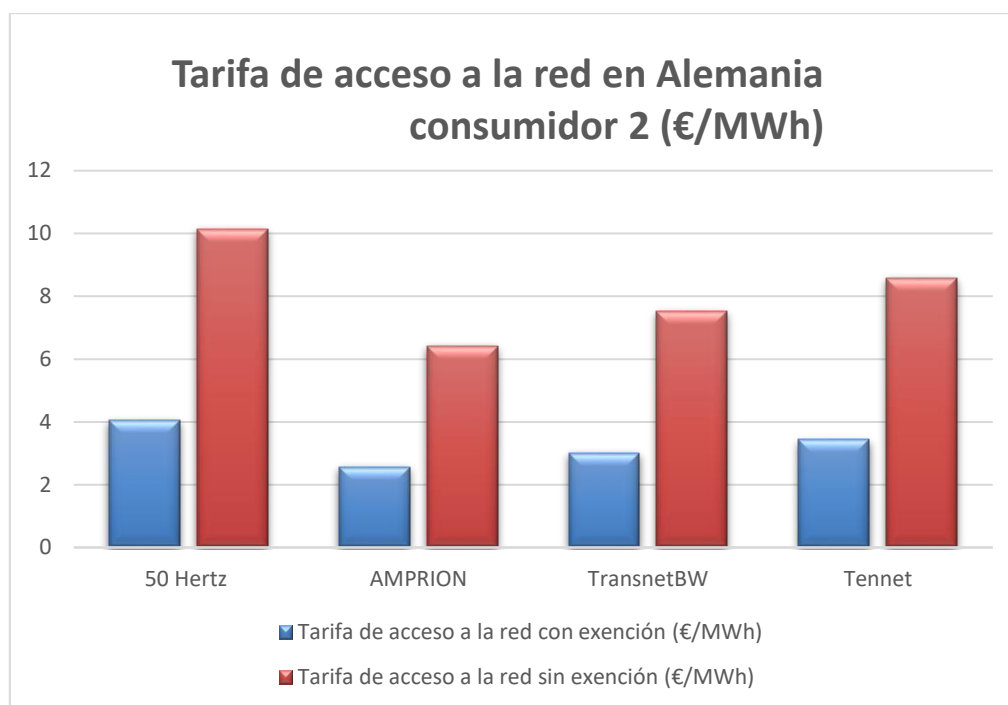


Figura 7.5. Tarifa de acceso a la red en Alemania en 2016. Consumidor 2. Fuente: Elaboración personal.

De los resultados obtenidos se pueden extraer varias conclusiones. En primer lugar, se observa la reducción del coste del peaje de acceso a la red a medida que el consumidor demanda mayor energía al año. Por otra parte, se aprecia una gran diferencia en el valor de las tarifas de acceso a la red en Alemania sin exenciones y con exenciones. En 2016, la tarifa de acceso más elevada a la red de transporte para el consumidor tipo 1 sin exención asciende a 11,08 €/MWh, mientras que la tarifa de acceso menos económica contemplando exención tiene un valor de 4,43 €/MWh. La diferencia es de 6,65 €/MWh, un 60% menor, como ilustra la exención. De este modo, las tarifas de acceso a la red para grandes consumidores industriales en Alemania se equilibran con el resto de países europeos.

Por ello, como se introdujo en el apartado 5, a pesar del elevado importe de las tarifas de acceso a la red en Alemania, es cierto que una gran mayoría de estos consumidores industriales disfrutaban del privilegio de la exención, suponiendo un factor clave en el inventivo de consumo de energía eléctrica en el sector industrial y aumentando la competencia en el mercado europeo.

Francia

Para hallar la tarifa de acceso a la red de transporte en Francia para los consumidores predefinidos se lleva a cabo el mismo procedimiento detallado en el apartado 7.2., particularizando el análisis para las características de los consumidores mencionados. Los diferentes datos empleados en el cálculo fueron descritos en el apartado 5.2.4. En la siguiente tabla se presenta el cálculo de los peajes de acceso a la red de transporte en Francia para los consumidores definidos.

Tarifa de acceso a la red en Francia 2016		
Componente de gestión (€/año)		8080,65
Componente de medición (€/año)		2794,94
Componente de suministro	Término fijo (€/kW)	14,77
	Término variable (€/MWh)	2,8
CASC cuota fija (€/año)		58225,73
CASC cuota variable (€/kW)		1,4
Total Consumidor 1 (€/MWh)		5,247278
Total Consumidor 2 (€/MWh)		4,922691

Tabla 7.11. Tarifa de acceso a la red en Francia en 2016. Fuente: Elaboración personal.

Dados los resultados de la tabla, se puede apreciar la ligera diferencia en el valor de las tarifas para diferentes consumidores. Estos resultados reflejan un menor incentivo al consumo de elevadas cantidades de energía eléctrica, ya que la tarifa de acceso varía de forma poco notable entre ambos consumidores, aun cuando la energía consumida por el consumidor tipo 2 duplica el consumo del tipo 1.

España

Para determinar las tarifas de acceso a la red de transporte en España para los consumidores especificados en este apartado, se requiere conocer los términos de potencia y energía para el peaje 6.4 de acceso a la red de transporte en el año 2016 (capítulo 4). Se llevará a cabo el mismo procedimiento que en el apartado 7.2, modificando las demandas del consumidor. El perfil de consumidor plano demanda la misma cantidad de potencia en todos los periodos.

Como se especificó en el apartado 7.2, las tarifas de acceso a la red en España no incluyen conceptos como las pérdidas y los servicios complementarios, recuperados vía mercado. No obstante, en aras de homogeneizar el cálculo del caso práctico y con el requerimiento de partir de las mismas hipótesis en los tres países, se incluyen estos conceptos como componentes de la tarifa. Por otra parte, las primas a las energías renovables (retribución RECORE) y la retribución a los SNP deben restarse del importe total de la tarifa, ya que Alemania y Francia no facturan este cargo mediante su inclusión en la tarifa de acceso, sino a través de otros mecanismos. El servicio de interrumpibilidad es incluido en la tarifa de acceso, como contempla el documento ENTSO-E 2016.

Por tanto, el cálculo del precio medio de acceso a la red de transporte en España obedece a la ecuación presentada en el apartado 7.2 (ecuación 13). De esta forma, se presentan, a continuación, los datos correspondientes a los peajes de acceso 6.4 para 2016, los cargos mencionados que deben adicionarse o sustraerse del coste total, expresados en la ecuación y el resultado final para ambos consumidores.

Tarifa de acceso a la red de transporte en España 2016. Consumidor 1							
Periodo	Horas	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Te (€/MWh)	Te (€)	Tp (€/kW)	Tp (€)
P1	631	71,4	36042,72	8,465	305101,63	13,706285	978628,749
P2	876	71,4	50037,12	7,022	351360,66	6,859077	489738,098
P3	448	71,4	25589,76	4,025	102998,78	5,019707	358407,08
P4	474	71,4	42668,64	2,285	97497,842	5,019707	358407,08
P5	1019	71,4	58205,28	1,475	85852,788	5,019707	358407,08
P6	1552	71,4	287827,68	1,018	293008,58	2,290315	163528,49
Total			500371,2		856958,91		2185181,01
Total (€)	3042139,91						
Coste medio de acceso (€/MWh)	6,084						

Tabla 7.12. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Fuente: Elaboración personal.

Otros cargos relativos a la tarifa de acceso a la red (€/MWh)	
Servicios complementarios	3,9
Pérdidas	0,63
Servicio de Interrumpibilidad	2
Retribución RECORE	4,34
Retribución sistemas no peninsulares	0,476

Tabla 7.13. Otros cargos relativos a la tarifa de acceso a la red en España. Fuente: Elaboración personal.

Tarifa de acceso

$$= \text{Coste medio acceso} + \text{SS.CC} + \text{Pérdidas} + \text{S.Interrumpibilidad} - \text{R.RECORE} - \text{Retribución SNP} \quad (15)$$

Tarifa de acceso a la red consumidor 1 (€/MWh)	7,8
--	-----

Tabla 7.14. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Consumidor tipo 1. Fuente: Elaboración personal.

Para hallar la tarifa de acceso a la red en España para el consumidor 2 se lleva a cabo el mismo procedimiento. Es necesario modificar la potencia contratada, en este caso son 127 MW, y el factor de simultaneidad a 0,9. De este modo variará la energía demandada en cada periodo y los costes asociados a los términos de potencia y energía. El resultado final es el siguiente:

Tarifa de acceso a la red consumidor 2 (€/MWh)	7,32
---	------

Tabla 7.15. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Consumidor tipo 2. Fuente: Elaboración personal.

Interpretación de resultados

En las siguientes gráficas se presentan los resultados obtenidos para la tarifa de acceso a la red de transporte en cada país para los consumidores tipo 1 (500 GWh) y tipo 2 (1000 GWh).

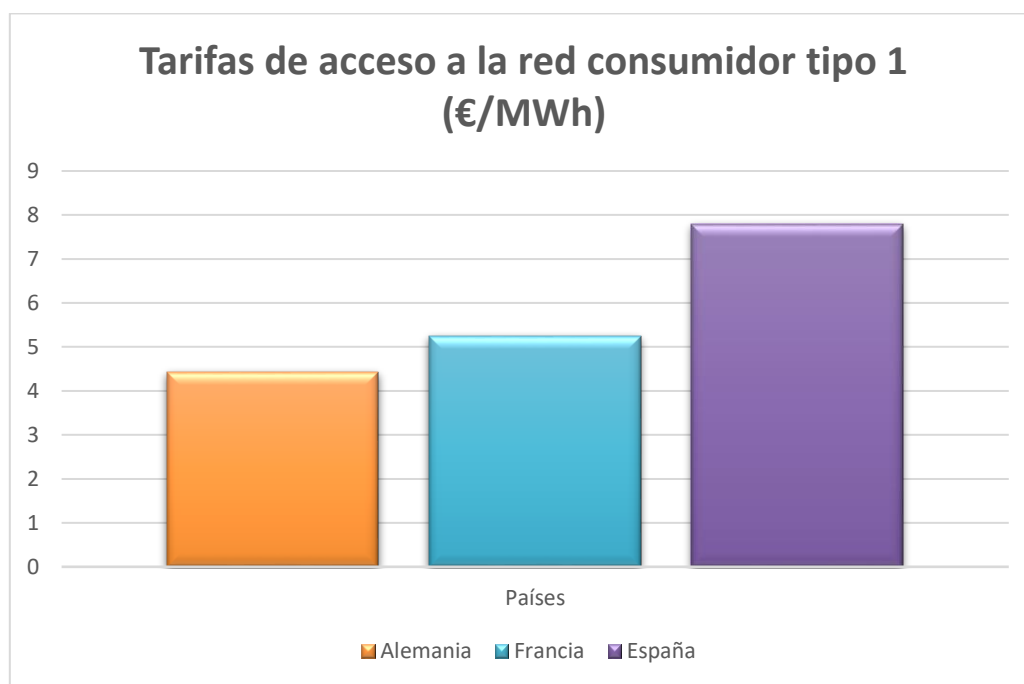


Figura 7.6. Comparativa tarifas de acceso a la red en 2016. Consumidor 1. Fuente: Elaboración personal.

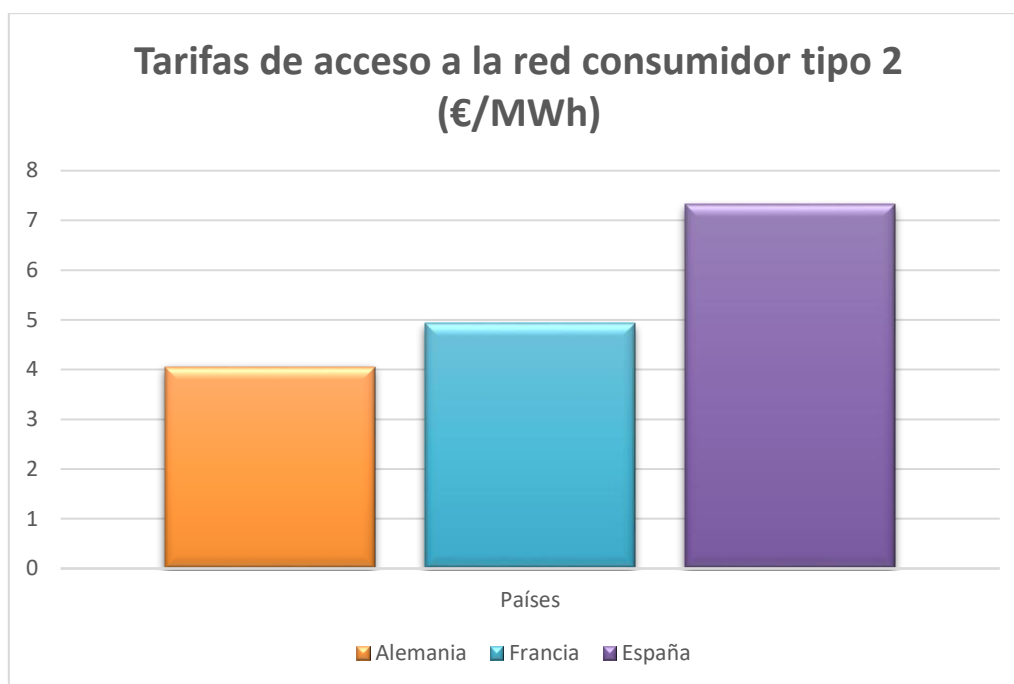


Figura 7.7. Comparativa tarifas de acceso a la red en 2016. Consumidor 2. Fuente: Elaboración personal.

Las gráficas ilustran la comparativa de los peajes de acceso a la red en los tres países. Cabe mencionar que se ha considerado la exención mencionada del 60% en el caso de Alemania, ya que responde a una situación más estándar. Por ello, la tarifa de acceso a la red en Alemania es inferior para ambos tipos de consumo, en el primer caso de forma notable y en el segundo caso de modo más suave. La principal diferencia con el caso práctico realizado en el apartado anterior (7.2), elaborado a partir de las hipótesis definidas en el documento ENTSO-E 2016, reside en la aplicación de la exención, que, como se ha detallado y se ilustra en este gráfico, supone un factor clave y muy significativo a la hora de reducir las tarifas de acceso en Alemania por debajo de niveles medios, situándose a un nivel económico mucho menor que un país como España.

Por otra parte, en España apenas varía la tarifa de acceso entre ambos tipos de consumo y muestran una significativa disparidad con los otros dos países, debido en gran medida, a la inclusión de los servicios de ajuste y pérdidas en la red en términos de armonización. Estos componentes, junto con el servicio de interrumpibilidad elevan el importe de las tarifas de acceso en España por encima de Alemania y Francia notablemente. Por otra parte, se observa que un mayor consumo al año por parte de un usuario no supone una reducción apreciable del peaje de acceso a la red, como sí se incentiva en Alemania mediante la consideración de exenciones (recordemos que se ha aplicado una exención del 60% para ambos consumidores en Alemania, pero esta exención aumenta a medida que aumenta el consumo anual de energía).

En Francia, el coste de la tarifa de acceso a la red apenas varía entre ambos consumidores, ya que, como se detalló anteriormente, no se ha considerado exención para grandes consumidores industriales, ya que el documento ENTSO-E 2016 no aplica ningún tipo de reducción. Francia presenta un nivel medio en las tarifas de acceso a la red de transporte de 220 kV para ambos tipos de consumidor.

7.3.3. Perfil de consumo modular

En Alemania y Francia no se distinguen tarifas horarias. Por tanto, este apartado se realizará contemplando únicamente el caso español para el consumidor tipo 1 (500 GWh). Un consumidor que demande una potencia determinada de electricidad en función del periodo tarifario en el que se encuentre obedece a un perfil de consumo modular.

Para analizar la potencia demandada en cada periodo y obtener una situación económicamente viable, resulta necesario conocer anteriormente la distribución horaria de los diferentes periodos tarifarios en España para el peaje de acceso 6.4.

La tabla 7.16 (anexo I) muestra el desglose de los periodos tarifarios en España por horas, días y meses, llegando a calcular en última instancia, el número de horas totales que comprende cada periodo tarifario, presentado en la siguiente tabla.

Número de horas totales por periodo tarifario						
P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
631	876	448	747	1019	5039	8760

Tabla 7.17. Número de horas totales por periodo tarifario. Fuente: Tabla Horarios Acceso periodos tarifarios AT.

El periodo 6 incluye, además de las horas indicadas, todas las horas de fines de semana y fiestas nacionales. De esta distribución se deduce que el consumidor demandará mayor cantidad de energía en periodos valle (P6), en las que el peaje de acceso a la red es menor, y una menor cantidad de energía en horas punta (P1 y P2), en los que el coste de la tarifa de acceso a la red aumenta.

De esta forma, se definen los siguientes factores de simultaneidad para el perfil de consumo modular.

Factor de simultaneidad perfil de consumo modular					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9

Tabla 7.18. Factor de simultaneidad. Perfil de consumo modular. Fuente: Elaboración personal.

Para realizar el cálculo del coste de acceso a la red de transporte se lleva a cabo el mismo procedimiento que en el apartado anterior. En la siguiente tabla se presentan los cargos asociados a cada periodo y la potencia demandada. Por último, se considera la ecuación anteriormente mencionada (ecuación 13) para llegar a un resultado homogéneo en términos comparativos con el valor obtenido en el apartado anterior.

Tarifa de acceso a la red de transporte en España 2016							
Periodo	Horas	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Te (€/MWh)	Te (€)	Tp (€/kW)	Tp (€)
P1	631	35	6625,5	8,465	56084,86	13,706285	479719,98
P2	876	45	15768	7,022	110722,9	6,859077	308658,47
P3	448	55	12320	4,025	49588	5,019707	276083,89
P4	474	67	35034,3	2,285	80053,38	5,019707	336320,37
P5	1019	78	63585,6	1,475	93788,76	5,019707	391537,15
P6	1552	81	367343,1	1,018	373955,28	2,290315	185515,52
Total			500676,5		296449,13		1400782,7

Tabla 7.19. Tarifa de acceso a la red en España en 2016. Consumo modular. Fuente: Elaboración personal.

Otros cargos relativos a la tarifa de acceso a la red (€/MWh)	
Servicios complementarios	3,9
Pérdidas	0,63
Servicio de Interrumpibilidad	2
Retribución RECORE	4,34
Retribución sistemas no peninsulares	0,476

Tabla 7.20. Otros cargos relativos a las tarifas de acceso a la red. Fuente: Elaboración personal.

Tarifa de acceso

$$= \text{Coste medio acceso} + \text{SS.CC} + \text{Pérdidas} + \text{S.Interrumpibilidad} - \text{R.RECORE} - \text{Retribución SNP} \quad (16)$$

Tarifa de acceso a la red consumidor 1 (€/MWh)	5,11
--	------

Tabla 7.21. Tarifa de acceso a la red. Consumidor 1 (consumo modular). Fuente: Elaboración personal.

7.3.4. Comparación perfil de consumo plano y perfil de consumo modular. España

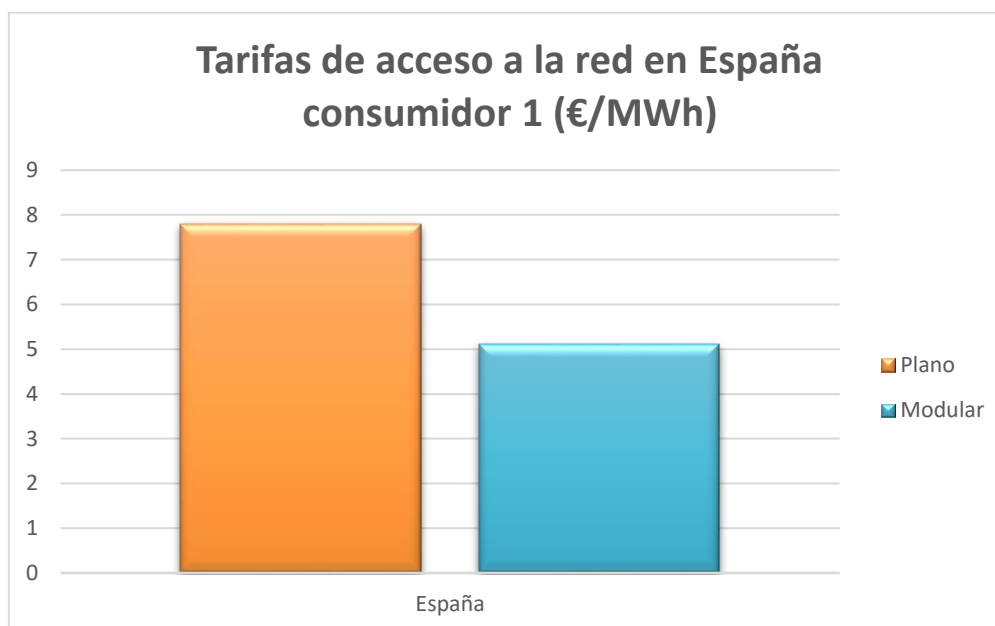


Figura 7.8. Comparativa tarifas de acceso a la red en 2016. Consumidor plano y modular.
Fuente: Elaboración personal.

Del gráfico presentado se desprende la significativa diferencia entre seleccionar los periodos tarifarios más adecuados para cada consumo de energía o demandar la misma cantidad de potencia cada hora. Por ello, grandes compañías industriales que requieran una cantidad fija de potencia eléctrica en cada periodo (consumo plano) debido a procesos de transformación de materias primas, procesos industriales etc. deben abonar un porcentaje importante de la factura eléctrica en conceptos de peaje de acceso a la red.

Entre los procesos industriales que emplean un perfil de consumo plano en las tarifas de acceso a la red de transporte de electricidad se pueden citar la siderúrgica del aluminio y los procesos involucrados en el tratamiento del Zinc, etc.

Por otra parte, otros procesos industriales que puedan ajustarse a ciertos periodos del año e intervalos del día disfrutan de la posibilidad de ajustar su tarifa según un periodo modular y, de este modo, reducir el importe. Algunos procesos industriales que disfrutan de un perfil de consumo modular serían el horno de arco, tratamiento de gases industriales, cementeros etc.

CAPÍTULO 8. PROPUESTA DE ARMONIZACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE EN EUROPA.

Tal como se ha expuesto en los capítulos 6 y 7, las tarifas de acceso a la red de transporte de energía eléctrica en Europa presentan una elevada disparidad debido a diversos factores. Entre ellos destacan la aplicación de discriminación geográfica y/o horaria por parte de cada país, la inclusión de diversos conceptos tales como los servicios complementarios y las pérdidas en la red, las diferentes cuotas destinadas a financiar a las autoridades reguladoras nacionales o la asignación de diferentes cargos que cubren actividades no relacionadas con la red de transporte.

Por todo ello, se antoja necesario elaborar una propuesta de armonización de los peajes de acceso a la red de transporte con el objetivo de homogeneizar la comparativa en los costes regulados de energía eléctrica en Europa.

A continuación, se exponen los puntos que integran la propuesta de armonización de peajes, basados en la estructura de la comparativa realizada:

- Un factor esencial para armonizar las tarifas consiste en la necesidad de homogeneizar los componentes que se incluyen en las tarifas de acceso de los tres países analizados. Dado que Alemania y Francia ya incluyen la financiación de los servicios complementarios y las pérdidas de la red de transporte en las tarifas, España debería, igualmente, adoptar la opción de integrar estos componentes en los peajes de acceso a la red de transporte.
- Las tarifas de acceso a la red de transporte incluyen cargos no relacionados con actividades de la red de transporte, en algunos casos (España). Otros costes extras se asignan mediante otros mecanismos (Alemania y Francia). Por ello, en aras de una clasificación más simplificada, resulta interesante dividir la tarifa de acceso total en costes TSO (dedicados a las actividades propias de gestión de las redes) y costes no relacionados con las redes de transporte de electricidad (primas a las energías renovables, déficit tarifario etc.), tal como contempla el documento ENTSO-E 2016 [28]. De esta forma, se presenta una estructura más sencilla y eficaz de las tarifas de acceso y sus componentes.

CAPÍTULO 9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL TFG

La realización del presente TFG ha comprendido un periodo temporal de 6 meses aproximadamente. Dado que cada mes abarca 4 semanas, se han necesitado 24 semanas. La dedicación semanal varía en función del periodo semestral. No obstante, se supone una dedicación de 15 horas a la semana al proyecto. De esta forma:

$$\text{Duración del TFG (h)} = 15 \frac{h}{sem} \cdot 24 sem = 360 h \quad (17)$$

A continuación, se presenta el desglose de actividades realizadas en la elaboración del proyecto, así como las correspondientes subtareas. La figura 9.1 ilustra el Diagrama de Gantt de las tareas que constituyen el proyecto. Como se puede apreciar, la fecha de inicio del proyecto es el 01/12/2016 y la fecha de fin el 01/06/2017. Existen distintos periodos de espera debido a la variabilidad académica.

Las tareas presentadas pueden agruparse en las siguientes actividades.

- Búsqueda de información previa
 - Sector eléctrico español
 - Peajes de acceso a la red
- Análisis del sector eléctrico en Alemania y Francia
 - Búsqueda de documentación
 - Análisis de los distintos componentes de los peajes de acceso a la red
- Elaboración del estudio comparativo
 - Análisis cualitativo
 - Realización de los casos prácticos
 - Interpretación de los resultados
- Tareas adicionales
- Elaboración de la memoria

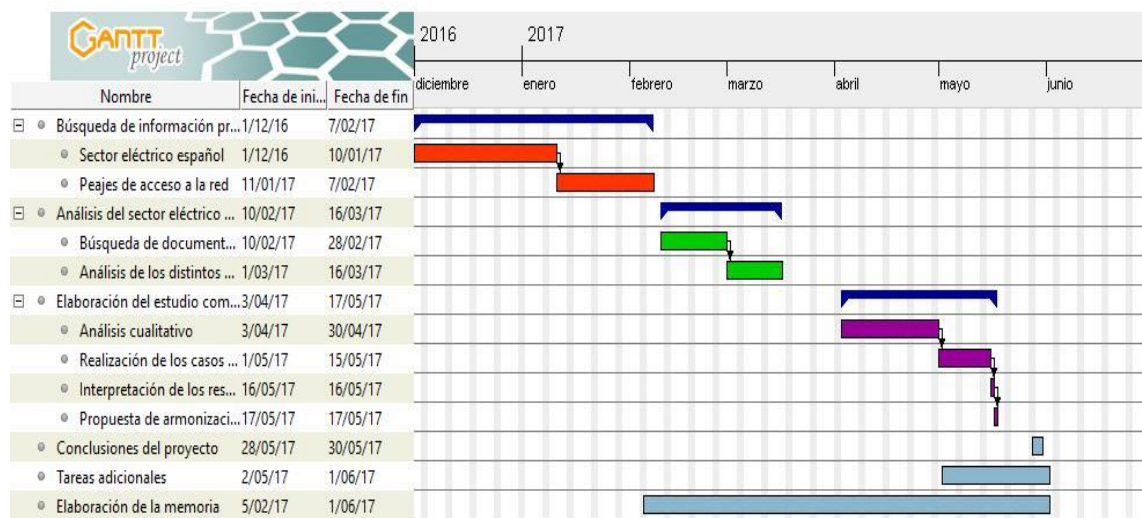


Figura 9.1. Diagrama de Gantt TFG. Fuente: Elaboración personal.

CAPÍTULO 10. PRESUPUESTO DEL TFG

En este apartado se realiza el presupuesto del TFG, basado en la suposición de que ha sido elaborado por un ingeniero junior.

En primer lugar, es preciso realizar un coste total de recursos humanos invertidos en el proyecto. Como se especificó en el apartado anterior, se han empleado 360 horas. Se ha estimado el salario correspondiente a un ingeniero junior en un valor monetario de 15 €/h.

De esta forma, en la siguiente tabla se presenta el coste total resultante de aplicar las suposiciones mencionadas.

Concepto	Horas empleadas	Coste por hora (€/h)	Coste total (€)
Ingeniero junior	360	15	5400

Tabla 10.1. Presupuesto del TFG. Recursos humanos. Fuente: Elaboración personal.

Respecto a los recursos materiales empleados, es necesario tener en cuenta la amortización de los equipos informáticos y la renovación de las licencias informáticas. Concretamente, se han empleado los programas informáticos *Microsoft Word 2016*, *Microsoft Excel 2016* y *Gantt Project*. Dado que se han utilizado los ordenadores pertenecientes a la Universidad Carlos III de Madrid, el coste debido a amortización de equipos y licencias informáticas es nulo. En el caso de *Microsoft Word 2016* y *Microsoft Excel 2016*, son proporcionados por la Universidad. El programa *Gantt Project* dispone de versión gratuita.

Por otra parte, cabe considerar el coste total debido a desplazamientos a la Universidad Carlos III, ya que los equipos informáticos se encuentran en este establecimiento. Para el transporte se ha recurrido al transporte público (metro), valorado en el coste mensual del abono de transporte público del Consorcio de Transportes de Madrid. Este valor asciende a 20 €/mes.

La duración del proyecto ha sido de 6 meses, por tanto, el coste total debido a desplazamientos es de 120 €.

En la siguiente tabla se ilustra el coste debido a recursos humanos, recursos materiales y el coste total de elaboración del proyecto. El coste total del TFG es de 5.520 € + IVA.

Concepto	Coste (€)
Recursos humanos	5400
Recursos materiales	0
Desplazamientos	120
Coste total	5520

Tabla 10.2. Presupuesto total del TFG. Fuente: Elaboración personal.

CAPÍTULO 11. CONCLUSIONES DEL PROYECTO

Tras la finalización del proyecto, puede afirmarse que se han alcanzado los objetivos establecidos al principio del mismo, los cuales se resumen a continuación:

- Entender de forma global el funcionamiento y la aplicación de los peajes de acceso a la red de transporte de electricidad en los tres países analizados: Alemania, Francia y España.
- Detallar los componentes que integran las tarifas de acceso en cada país y establecer una comparativa, tanto a nivel cualitativo, como a nivel cuantitativo, a través de la elaboración de diferentes casos prácticos en función de las características del consumidor.
- Realizar una propuesta de armonización de los peajes de acceso a la red de transporte bajo las hipótesis del documento de referencia proporcionado por ENTSO-E [28].

Desde un punto de vista técnico, del estudio comparativo realizado se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La tarifa de acceso es el mecanismo empleado en Europa para recuperar los costes inherentes al mantenimiento y mejora de las redes de transporte de electricidad. No obstante, tras el análisis realizado, se pone de manifiesto una significativa disparidad de los costes asociados a las redes de transporte en los diferentes países europeos. Factores como el nivel de tensión de las redes, los mecanismos de asignación de los peajes, el porcentaje de la tarifa de acceso cargada a consumidores y generadores, los costes derivados de las pérdidas en la red o servicios de ajuste, la aplicación de discriminación geográfica y/o horaria, la inclusión o no de costes no asociados a la gestión de la red, tales como el apoyo a las energías renovables, varían para cada país. Por otra parte, cada país aplica cuotas destinadas a financiar a las autoridades reguladoras. Esta notable desigualdad evidencia la elevada dificultad que conlleva la comparación de las tarifas de acceso de los tres países mencionados, como reflejan las estimaciones realizadas en [28].
- Por ello, como contempla el documento ENTSO-E [28], se considera necesaria una armonización de los peajes de acceso a la red en Europa. Ejemplos de esta armonización serían la inclusión de costes derivados de los servicios complementarios y pérdidas en la red en la tarifa de acceso (en España no ocurre así), la clasificación de los costes de la tarifa de acceso como costes asociados a la gestión de las redes o costes dedicados a actividades no dedicadas al uso de las redes etc. A través de la armonización de los peajes de acceso se facilitaría la consecución del mercado único europeo de energía.

- Relativo a la realización de los casos prácticos, se puede concluir que Alemania posee una tarifa de acceso más accesible económicamente que Francia y España, debido principalmente, a la consideración de exenciones para grandes consumidores industriales, estableciéndose de esta forma, como un importante incentivo para grandes procesos industriales. Mientras Francia se sitúa en un nivel intermedio, España cuenta con la tarifa de acceso más elevada en términos comparativos en el grupo mencionado. Por otra parte, se ha comprobado que la tarifa de acceso en España apenas se ve modificada entre los dos tipos de consumidores analizados. No obstante, dada la discriminación horaria, en España es posible regular el consumo, en aquellos procesos industriales que lo permiten, y, de este modo, reducir el importe de la tarifa de acceso.

Desde un punto de vista personal, la realización del presente proyecto me ha aportado una visión práctica y analítica, sirviendo como complemento a la formación recibida durante el grado. El funcionamiento del sistema eléctrico y los mercados ha significado un campo de gran interés para mí y, tras la elaboración de este profundo análisis, puedo afirmar que he tenido la oportunidad de ampliar la formación en el sector y conocer de forma detallada los mecanismos que rigen el sistema eléctrico. Por otra parte, he aprendido a investigar de forma precisa las fuentes de información, contrastar y redactar de un modo técnico.

Respecto a líneas futuras, este trabajo fin de grado puede ser útil para comprender las principales diferencias en los términos regulados de las tarifas y para establecer una serie de cambios cuyo último objetivo sea la armonización de los peajes de acceso, y consecuentemente, los precios del mercado eléctrico europeo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica de España (REE).
- [2] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 28 de noviembre.
- [3] Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de 26 de diciembre.
- [4] Manual de Energía y Sociedad.
- [5] Peajes de acceso a la red. Gas Natural Fenosa.
- [6] J.I. Sánchez Macías, P. Calero Pérez. Regulación de las tarifas de acceso a redes y liberalización del sector eléctrico español.
- [7] J.I. Sánchez Macías, P. Calero Pérez. Análisis de la regulación de los peajes de transporte en el sistema eléctrico.
- [8] RD 1164/2001, por el que se establecen los peajes de acceso de las redes de transporte y distribución de la energía eléctrica.
- [9] Ley 17/2007 de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [10] RD 14/2010, por la que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- [11] RD 1544/2011 por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- [12] Boletín de indicadores eléctricos. Enero 2017. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- [13] Boletín de indicadores eléctricos. Abril 2017. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- [14] Metodología para el establecimiento de las tarifas de acceso de electricidad. CNMC.
- [15] Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.
- [16] Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- [17] Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- [18] Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- [19] Eurostat

- [20] Monthly electricity report France. December 2016. RTE
- [21] Annual electricity report 2015. Germany. Agora Energywende.
- [22] Annual electricity report 2015. France. Agora Energywende.
- [23] A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers. PWC. 2016.
- [24] Turpe 4
- [25] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2014 portant décision sur l'évolution au 1er août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB. CRE
- [26] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 mai 2016 portant projet de décision sur l'évolution au 1er août 2016 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB.
- [27] BMWi. Ministerio Federal de la Economía y la Energía (Alemania).
- [28] Overview of transmission tariffs in Europe. 2016. ENTSO-E.
- [29] Bundesnetzagentur (BNetzA).
- [30] 50 Hertz
- [31] AMPRION
- [32] Transnet BW
- [33] Tennet
- [34] Comparison Industrial Electricity Prices. Fraunhofer ISI, Ecofys.
- [35] Comparing Electricity Prices for Industry. Agora Energywende.
- [36] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).
- [37] Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures. ACER.
- [38] Proyecto Fin de Carrera. Diana García Romero. Precio de la Electricidad para la Industria Electro-intensiva en Europa (2015).
- [39] Proyecto Fin de Carrera. Raúl Ruiz Luna. Peajes de Acceso a la Red Eléctrica (2011).
- [40] Proyecto Fin de Carrera. Alí Heroabadi Pérez. Metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad (2015).

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Arranque en negro: Procedimiento por el cual se reestablece el suministro de energía eléctrica en una zona concreta tras una interrupción total del flujo de electricidad.

Amortización: Los costes de inversión en las redes de transporte no se facturan directamente a los usuarios. Estos costes se distribuyen de forma regulada una vez finaliza la vida útil de los activos. La amortización es el resultado anual de esta distribución. La amortización se carga a los usuarios mediante las tarifas, permitiendo a los gestores de la red recuperar la inversión y llevar a cabo renovaciones y mejoras en las redes.

Congestiones transfronterizas: Situación en la cual una interconexión formada por redes de transporte de electricidad nacionales no puede albergar los flujos físicos de energía resultantes de un intercambio comercial llevado a cabo por los miembros participantes en el mercado. Esta incidencia puede deberse a la ausencia de capacidad suficiente entre los sujetos implicados y/o a los sistemas nacionales de redes en cuestión.

Control de tensión: Acciones llevadas a cabo para mantener el nivel de tensión o de potencia reactiva dentro de los límites aceptables para mantener la estabilidad de la red.

ENTSOE: European Network Transmission System Operator.

Equilibrio del sistema: Los servicios del sistema incluyen la activación de reservas secundarias y terciarias para corregir las desviaciones del valor de la frecuencia estándar en tiempo real o de desviaciones de valores de energía fijados en contratos y mercados.

Incentivos de ubicación: Señales de tarifa emitidas para incrementar la ubicación eficiente de los puntos de generación de electricidad y consumo.

ITC: “Inter TSO Compensation Agreement”. Se trata de un acuerdo múltiple alcanzado por los países miembros de ENTSO-E y Albania. Se designa con el fin de compensar las partidas de costes asociadas a las pérdidas resultantes del flujo de energía en las redes de transporte.

OPEX: Gastos operativos necesarios para regular los activos de la red (costes de mantenimiento, costes de personal etc.)

Reserva primaria: Potencia de reserva cuyo fin es responder rápidamente a los cambios de frecuencia de la red. Tiempo de actuación de pocos segundos

Reserva secundaria: Potencia de reserva necesaria para responder rápidamente a cambios en la frecuencia de la red. Tiempo de actuación de varios minutos, superior a reserva primaria.

Reserva terciaria: Potencia disponible por los generadores para responder a cambios en la frecuencia en la red activados manualmente.

TSO: Transmission System Operator

UTT: Unit Transmission Tariff. Tarifa de acceso a la red de transporte realizada exclusivamente en el documento ENTSO-E. Se lleva a cabo bajo las hipótesis de un usuario base.

ANEXO I

Distribución horaria anual tarifas 6.X													
Horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
						1ª quincena	2ª quincena						
0 a 1h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1 a 2h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2 a 3h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3 a 4h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4 a 5h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5 a 6h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6 a 7h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7 a 8h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8 a 9h	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
9 a 10h	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2
10 a 11h	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1
11 a 12h	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
12 a 13h	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
13 a 14h	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
14 a 15h	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
15 a 16h	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2
16 a 17h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
17 a 18h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
18 a 19h	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1

19 a 20h	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
20 a 21h	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
21 a 22h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2
22 a 23h	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
23 a 24h	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2

Tabla 7.16. Distribución horaria periodos tarifarios peajes 6.x. Fuente: Tabla Horarios Acceso periodos tarifarios AT.